

Eni

Relazione
Finanziaria
Annuale
2020





La nostra Mission

Siamo un'impresa dell'energia.

- 13 15** Sosteniamo concretamente una transizione energetica socialmente equa, con l'obiettivo di preservare il nostro pianeta
- 7 12** e promuovere l'accesso alle risorse energetiche in maniera efficiente e sostenibile per tutti.
- 9** Fondiamo il nostro lavoro sulla passione e l'innovazione. Sulla forza e lo sviluppo delle nostre competenze.
- 5 10** Sulle pari dignità delle persone, riconoscendo la diversità come risorsa fondamentale per lo sviluppo dell'umanità. Sulla responsabilità, integrità e trasparenza del nostro agire.
- 17** Crediamo nella partnership di lungo termine con i Paesi e le comunità che ci ospitano per creare valore condiviso duraturo.

Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario

La presente Relazione sulla gestione include la Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF) in adempimento ai requisiti del Decreto Legislativo n. 254/2016 in materia di informazioni non finanziarie, relativa ai temi ambientali, sociali, attinenti al personale, al rispetto dei diritti umani e alla lotta alla corruzione. La rendicontazione di tali temi e gli indicatori illustrati sono definiti in conformità ai "Sustainability Reporting Standards" pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI Standards), su cui la DNF è sottoposta a limited assurance. Inoltre, sono state considerate le raccomandazioni della Task force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) e le metriche Core del World Economic Forum (WEF).

Bilancio integrato

La Relazione sulla gestione inclusa nella Relazione Finanziaria Annuale 2020 costituisce il bilancio integrato Eni redatto sulla base dei principi contenuti nell'International Framework pubblicato dall'International Integrated Reporting Council (IIRC). Tale report ha l'obiettivo di rappresentare le performance finanziarie e di sostenibilità, evidenziando le connessioni esistenti tra il contesto competitivo, la strategia del Gruppo, il modello di business, la gestione integrata dei rischi e l'adozione di un sistema rigoroso di corporate governance.

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

Obiettivi globali per lo sviluppo sostenibile

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





Relazione Finanziaria Annuale 2020

1	RELAZIONE SULLA GESTIONE	1
	Attività	2
	Modello di business	4
	Approccio responsabile e sostenibile	6
	Lettera agli azionisti	8
	Eni in sintesi	14
	Attività di stakeholder engagement	18
	Strategia	20
	Risk Management Integrato	26
	Governance	32
	Andamento operativo	
	Natural Resources	40
	Exploration & Production	42
	Global Gas & LNG Portfolio	66
	Attività ambientali	70
	Energy Evolution	72
	Refining & Marketing e Chimica	74
	Eni gas e Luce, Power & Renewables	82
	Commento ai risultati e altre informazioni	
	Commento ai risultati economico-finanziari	88
	Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA	114
	Fattori di rischio e incertezza	122
	Evoluzione prevedibile della gestione	147
	Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario (DNF)	148
	Altre informazioni	194
	Glossario	195
2	BILANCIO CONSOLIDATO	198
3	BILANCIO DI ESERCIZIO	344
4	ALLEGATI	436

Disclaimer

La Relazione Finanziaria Annuale contiene dichiarazioni previsionali (forward-looking statements), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, dividendi, acquisto di azioni proprie, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite ed esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischiosità e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'impatto della pandemia COVID-19, l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza. Per Eni si intende Eni SpA e le imprese incluse nell'area di consolidamento.

Attività



Le attività di Eni: la catena del valore

Eni è un'azienda globale dell'energia, presente lungo tutta la catena del valore: dall'esplorazione, sviluppo ed estrazione di olio e gas naturale, alla generazione di energia elettrica da cogenerazione e da fonti rinnovabili, alla raffinazione e alla chimica tradizionali e bio, fino allo sviluppo di processi di economia circolare. Eni estende il proprio raggio d'azione fino ai mercati finali, commercializzando gas, energia elettrica e prodotti ai clienti retail e business e ai mercati locali. Per assorbire le emissioni residue saranno implementate sia iniziative di cattura e stoccaggio della CO₂, sia progetti di conservazione delle foreste (iniziative REDD+).

Competenze consolidate, tecnologie e distribuzione geografica degli asset sono le leve di Eni per rafforzare la sua presenza lungo la catena del valore.

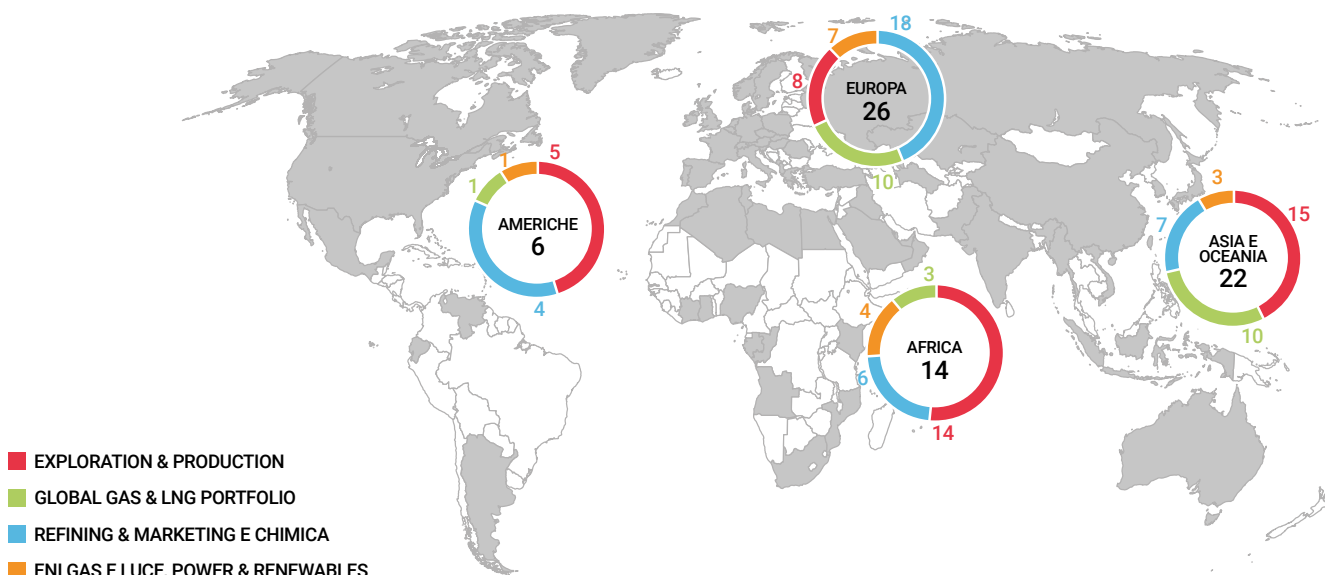
Eni si è impegnata a diventare una compagnia leader nella produzione e vendita di prodotti energetici decarbonizzati, sempre più orientata al cliente.

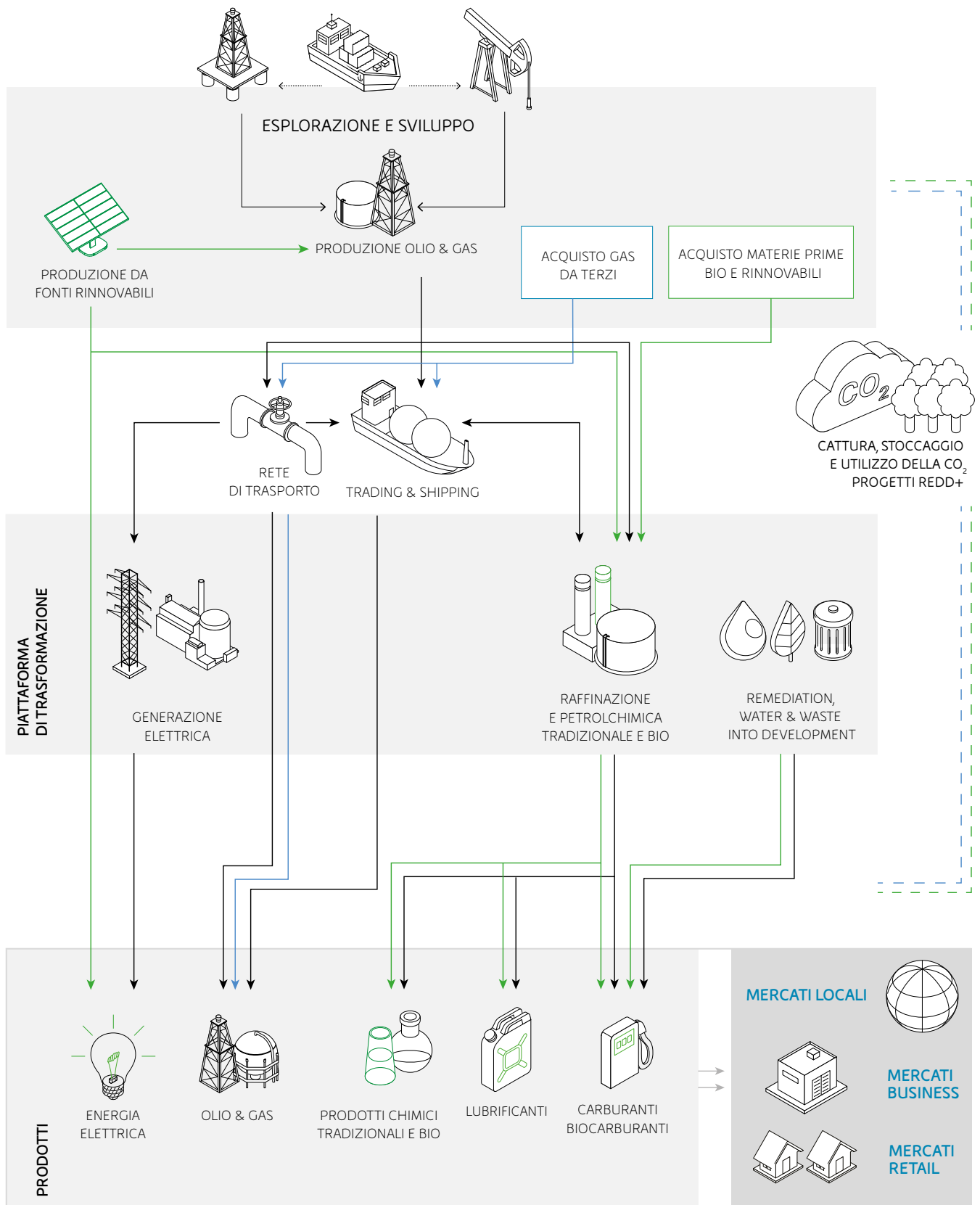
- La decarbonizzazione sarà conseguita mediante l'implementazione e il rafforzamento di tecnologie e attività esistenti quali **bioraffinerie** con un apporto crescente di materia prima proveniente da **rifiuti e scarti**;
- **Economia circolare** con un incremento dell'uso di biometano, di prodotti di scarto e del riciclo di prodotti finali;
- **Efficienza e digitalizzazione** nelle operazioni e nei servizi ai clienti;
- **Rinnovabili** attraverso l'incremento della capacità e l'integrazione con il business retail;
- **Idrogeno blu e verde** per alimentare le bioraffinerie Eni e altre attività industriali altamente energivore;
- **Carbon capture** naturale o artificiale per assorbire le emissioni residue attraverso **iniziative REDD+** di conservazione delle foreste e progetti di **CCS**.

Il **gas** costituirà un importante sostegno alle fonti intermittenti nell'ambito della transizione energetica.

68
i Paesi in cui siamo presenti

oltre 31.000
i nostri dipendenti





Modello di business



Il modello di business di Eni è volto alla **creazione di valore per tutti gli stakeholder**, attraverso una forte **presenza lungo tutta la catena del valore** dell'energia. Eni punta a contribuire, direttamente o indirettamente, al conseguimento degli **Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG)** dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite, sostenendo una transizione energetica socialmente equa, che risponda con soluzioni concrete ed economicamente sostenibili alle sfide di contrastare il cambiamento climatico e dare accesso all'energia in maniera efficiente e sostenibile, per tutti.

Eni combina in maniera organica il proprio piano industriale con i principi di sostenibilità ambientale e sociale, estendendo il proprio raggio di azione lungo tre direttrici:

- 1. l'eccellenza operativa;**
- 2. la neutralità carbonica al 2050;**
- 3. le alleanze per lo sviluppo.**

1. In primo luogo, il business di Eni è costantemente indirizzato all'**eccellenza operativa**. Questo si traduce in un impegno continuo per la valorizzazione delle persone, per la salvaguardia sia della salute e della sicurezza delle persone sia dell'asset integrity, per la tutela dell'ambiente, per l'integrità e il rispetto dei diritti umani, per la resilienza e la diversificazione delle attività e per garantire una solida disciplina finanziaria. Questi elementi consentono all'azienda di cogliere le opportunità legate alle possibili evoluzioni del mercato dell'energia e di continuare nel percorso di trasformazione.

2. In secondo luogo, il modello di business di Eni prevede un **percorso di decarbonizzazione** verso la **neutralità carbonica** basato su un approccio che guarda alle emissioni generate lungo l'intero ciclo di vita dei prodotti energetici e su un set di azioni che porteranno alla totale decarbonizzazione dei processi e dei prodotti entro il 2050. Questo percorso, conseguito attraverso tecnologie già esistenti, consentirà ad Eni di abbattere totalmente la propria impronta carbonica, sia in termini di emissioni nette che in termini di intensità carbonica netta.

3. La terza direttrice sono le **Alleanze per la promozione dello sviluppo** attraverso la valorizzazione delle risorse dei Paesi di presenza, favorendo l'accesso all'elettricità e promuovendo Programmi per lo sviluppo locale (Local Development Programme - LDP) con un ampio portafoglio di iniziative a favore delle comunità. Questo approccio distintivo, denominato "Dual Flag", è basato su collaborazioni con altri attori riconosciuti a livello internazionale al fine di individuare i bisogni delle comunità in linea con i Piani di Sviluppo Nazionali e l'Agenda 2030 delle Nazioni Unite. Eni è impegnata, inoltre, nella creazione di opportunità di lavoro e nel trasferimento del proprio know-how e le proprie competenze ai propri partner locali.

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

Elemento fondante del modello di business è il sistema di Corporate Governance, ispirato ai principi di trasparenza e integrità, e approfondito nella Sezione di "Governance".

CREAZIONE DI VALORE PER TUTTI GLI STAKEHOLDER

Attraverso la presenza integrata in tutta la catena del valore dell'energia



ECCELLENZA OPERATIVA

Salute Sicurezza e Ambiente

Diritti Umani & Integrity

Resilienza e Diversificazione

Disciplina finanziaria

TRASFORMAZIONE
E FLESSIBILITÀ
DEL PORTAFOGLIO



NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050

Valutazione delle emissioni
Scope 1, 2 e 3
generate lungo l'intero ciclo
di vita dei prodotti

Azioni concrete per la totale
decarbonizzazione dei processi
e dei prodotti

OBIETTIVI INTERMEDI DI RIDUZIONE
NETTA IN TERMINI ASSOLUTI
E DI INTENSITÀ EMISSIVA



ALLEANZE PER LO SVILUPPO

Approccio Dual Flag

Partnership pubblico-privato

Creazione posti di lavoro
e trasferimento di know-how

PROGRAMMI DI SVILUPPO
LOCALE IN LINEA CON L'AGENDA
2030 DELLE NAZIONI UNITE

COMPETENZE

INNOVAZIONE TECNOLOGICA E DIGITALIZZAZIONE



OBIETTIVI
PER LO SVILUPPO
SOSTENIBILE

Approccio responsabile e sostenibile

Eni adotta un approccio responsabile e sostenibile al fine di assicurare la creazione di valore nel medio e lungo termine per l'azienda e per tutti gli stakeholder. Tale approccio, la cui importanza è ancor più evidente dopo lo scoppio della pandemia, è confermato nella Mission aziendale che esprime con chiarezza l'impegno di Eni nel voler giocare un ruolo determinante nel processo di "just transition" per un futuro low carbon che garantisca l'accesso efficiente e sostenibile all'energia per tutti per contribuire al raggiungimento degli Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (SDG).



IMPEGNI



NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050

CONTRASTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICO

Eni ha definito un piano di medio-lungo termine volto a cogliere appieno le opportunità offerte dalla transizione energetica e ridurre progressivamente l'impronta carbonica delle proprie attività impegnandosi a raggiungere la totale decarbonizzazione di tutti i nostri prodotti e processi entro il 2050



ECCELLENZA OPERATIVA

PERSONE

Eni si impegna a sostenere il percorso di "just transition" attraverso il consolidamento e l'evoluzione delle competenze, valorizzando ogni dimensione psico-fisica delle proprie persone e riconoscendo la diversità come risorsa

SALUTE

Eni considera la tutela della salute delle proprie persone, delle famiglie e delle comunità dei Paesi in cui opera un requisito fondamentale e ne promuove il benessere fisico, psicologico e sociale

SICUREZZA

Eni considera la sicurezza sul posto di lavoro un valore imprescindibile da condividere tra i dipendenti, i contrattisti e gli stakeholder locali e si impegna ad azzerare il verificarsi degli incidenti e a salvaguardare l'integrità degli asset

RISPETTO PER L'AMBIENTE

Eni promuove la gestione efficiente delle risorse naturali e la tutela delle aree protette e rilevanti per la biodiversità, attraverso azioni volte al miglioramento dell'efficienza energetica e alla transizione verso un'economia circolare e identificando potenziali impatti e azioni di mitigazione e si impegna a non effettuare attività di esplorazione e sviluppo di idrocarburi nei Siti Naturali del Patrimonio Mondiale dell'UNESCO

DIRITTI UMANI

Eni si impegna a rispettare i Diritti Umani nell'ambito delle proprie attività e a promuoverne il rispetto presso i propri partner e stakeholder

TRASPARENZA E INTEGRITÀ NELLA GESTIONE DEL BUSINESS

Eni svolge le proprie attività di business con lealtà, correttezza, trasparenza, onestà, integrità e nel rispetto delle leggi



ALLEANZE PER LO SVILUPPO

MODELLO DI COOPERAZIONE

Il modello di cooperazione integrato nel modello di business costituisce un elemento distintivo di Eni, che mira a supportare i Paesi nel conseguimento dei propri obiettivi di sviluppo

INNOVAZIONE TECNOLOGICA

Per Eni la ricerca, lo sviluppo, l'implementazione rapida di nuove tecnologie rappresentano un'importante leva strategica per la trasformazione del business

PRINCIPALI RISULTATI 2020

- -26% indice di intensità emissiva GHG upstream vs. 2014
- -39% volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine vs. 2014
- -90% emissioni fuggitive di metano upstream vs. 2014 (TARGET RAGGIUNTO)

OBIETTIVI DI SVILUPPO SOSTENIBILE



- 31.495 dipendenti in servizio al 31 dicembre (reported -1,7% vs. 2019)
- +2,3 punti percentuali incremento donne in assunzione (34,6% nel 2020 vs. 32,3% nel 2019)
- Ca. 1,04 milioni di ore di formazione (-23,6% vs. 2019)
- 13.300 profili professionali mappati ad oggi



- 354.192 di servizi sanitari erogati
- 222.708 di registrazioni ad iniziative di promozione della salute



- TRIR^(a) 0,36
- Promozione iniziative di approfondimento sul Fattore Umano per contrastare i rischi di incidente
- Rilanciata e valorizzata la campagna "Safety starts @ home" in considerazione delle nuove modalità di lavoro



- Adesione ai 4 principi per le soluzioni basate sulla natura del "Together with Nature"
- Estensione della mappatura del rischio biodiversità alla rete degli oleodotti R&M
- 91% riutilizzo delle acque dolci
- -11% prelievi di acque dolci vs. 2019
- -19% rifiuti generati da attività produttive vs. 2019
- -7% barili sversati da oil spill operativi vs. 2019



- Classificata dal CHRB^(b) al primo posto tra le 199 società valutate
- Adesione ai Voluntary Principles on Security and Human Rights
- Emissione del nuovo Codice Etico
- Emissione del nuovo Codice di Condotta Fornitori di Eni
- Emissione di una nuova Policy dedicata alle Popolazioni Indigene in Alaska
- 97% dei contratti di security con clausole sui diritti umani
- 100% dei nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali



- Adesione ad EITI^(c) dal 2005
- 9 i Paesi in cui Eni supporta i Multistakeholder Group EITI a livello locale
- 31 audit interni svolti con verifiche anti-corruzione
- Pubblicazione Country-by-Country Report^(d)
- Pubblicazione posizione Eni sulla trasparenza contrattuale



- €96,1 milioni di investimenti per lo sviluppo locale
- Siglati accordi di cooperazione con Banca Mondiale, USAID e organizzazioni della società civile



- €157 milioni investiti in ricerca e sviluppo
- 25 nuove domande di primo deposito brevettuale di cui 7 sulle fonti rinnovabili



(a) Total Recordable Injury Rate.

(b) Corporate Human Rights Benchmark.

(c) Extractive Industries Transparency Initiative.

(d) Report per la valutazione del rischio fiscale da parte delle Amministrazioni Finanziarie che raccoglie dati su volume d'affari, profitti e imposte aggregati con riferimento alle giurisdizioni nelle quali Eni conduce il business.

Lettera agli azionisti



Lucia Calvosa
Presidente



Claudio Descalzi
Amministratore Delegato

Cari Azionisti,

Il 2020 è stato un anno eccezionale, che passerà alla storia per la drammaticità degli eventi che abbiamo vissuto e per le sfide senza precedenti che la nostra Compagnia ha affrontato.

La pandemia COVID-19 ha toccato la vita dell'intera umanità, con ricadute di vastissima portata sull'attività economica, sulla libertà di movimento delle persone e sul settore energetico. La domanda petrolifera globale ha registrato la massima contrazione "on record", pari a circa -9%.

Di fronte a discontinuità di mercato di tali proporzioni, abbiamo reagito con rapidità, dimostrando come Eni sappia trovare nei momenti difficili la forza, le risorse e la capacità di adattamento per superare le crisi.

Innanzitutto, abbiamo messo in atto misure idonee per preservare la salute delle 60 mila persone che lavorano all'interno di Eni e con Eni presso tutte le nostre sedi e unità produttive, nonché per garantire la continuità delle nostre operazioni anche attraverso il coinvolgimento dei nostri fornitori. Inoltre, in collaborazione con gli enti locali, Eni ha intrapreso azioni immediate nel riorientare i progetti di sviluppo locale per meglio rispondere alle necessità primarie e urgenti delle popolazioni più vulnerabili.

Durante la fase più acuta del downturn, abbiamo preso misure decisive per rafforzare la resilienza finanziaria e la solidità patrimoniale dell'Azienda, definendo chiare priorità nell'allocazione della cassa. Attraverso la revisione dei nostri piani di breve-medio termine abbiamo ridotto di €8 miliardi gli esborsi per costi e investimenti nel biennio 2020-2021, con la conseguente rimodulazione del profilo di crescita delle produzioni, e abbiamo definito un'innovativa "dividend policy", basata su una componente fissa, oggetto di rivalutazione in funzione della realizzazione degli obiettivi industriali di Eni, e una componente variabile parametrata allo scenario, in modo da adattare il dividendo alla volatilità del mercato, mentre il buy-back è stato sospeso.

Con queste azioni, nonostante l'impatto di grandi proporzioni della crisi sulle nostre entrate di cassa che si sono contratte di circa €6 miliardi rispetto alle previsioni d'inizio anno, siamo riusciti a generare un flusso di cassa adjusted di €6,7 miliardi in grado di autofinanziare il 100% degli investimenti organici rimodulati a €5 miliardi, lasciando un surplus di €1,7 miliardi. L'indice di solidità patrimoniale al 31 dicembre 2020 di 0,3 si attesta nella nostra comfort zone e il livello di indebitamento è rimasto costante, grazie anche alle operazioni di collocamento di due bond ibridi dell'ammontare complessivo di €3 miliardi che, sostenute dal nostro standing creditizio, sono state chiaramente apprezzate dai mercati finanziari.

Nonostante la crisi, abbiamo migliorato e accelerato la nostra strategia di decarbonizzazione e oggi annunciamo l'obiettivo ancora più ambizioso di azzeramento di tutte le nostre emissioni (Scope 1, 2 e 3) legate all'intero ciclo di vita dei nostri prodotti entro il 2050.

In tale ambito, nel giugno 2020 abbiamo ridisegnato l'organizzazione di Eni istituendo due nuovi Centri di Responsabilità: la Direzione Generale Natural Resources che valorizzerà in ottica sostenibile il portafoglio upstream Oil & Gas, curando anche le attività di efficienza energetica e i progetti di cattura della CO₂, e la Direzione Generale Energy Evolution che gestirà l'evoluzione del business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio, blue e green. Le due Direzioni lavoreranno in maniera sinergica con l'ausilio della R&D e della digitalizzazione per realizzare i piani di Eni e per conseguire gli obiettivi di decarbonizzazione al 2050.

I business della Natural Resources, unitamente alla raffinazione tradizionale, sono stati quelli maggiormente colpiti dalla crisi dell'industria.

La E&P nonostante la flessione del 35% del prezzo del Brent ha generato un contributo di cassa robusto grazie alla resilienza del portafoglio di asset caratterizzati da contenuto break even e alla flessibilità dei progetti di sviluppo che ci ha consentito di rimodulare alcune fasi e contenere i capex. L'esplorazione, uno dei nostri principali driver di crescita e di generazione di valore, ha ottenuto nel 2020 risultati eccellenti. Nonostante la riduzione degli investimenti di circa il 50% abbiamo

scoperto 400 milioni di boe di nuove risorse, al costo competitivo di 1,6 \$/barile. Le attività sono state concentrate nell'esplorazione di prossimità al fine di assicurare un rapido contributo ai cash flow. In questo ambito si evidenziano le scoperte near-field in Egitto, in Tunisia, Norvegia, Algeria ed Angola, dove l'appraisal di Agogo ha stimato 1 miliardo di boe in posto che ci consentiranno di allungare la vita utile della FPSO del Blocco 15/06 operato. Importanti risultati sono stati ottenuti anche nell'esplorazione di frontiera con la scoperta a gas e condensati di Mahani nell'onshore dell'Emirato di Sharjah (EAU), entrata in produzione a inizio 2021 a solo un anno dalla firma del contratto, l'appraisal del giacimento Ken Bau nell'offshore del Vietnam che ha consentito di delineare un giant e la scoperta di Saasken nell'offshore del Messico che consolida la nostra posizione nel Paese. La rilevanza di tali successi apre opportunità di possibili monetizzazioni anticipate in applicazione del nostro dual exploration model. Uno dei nostri vantaggi competitivi è l'abilità nel ridurre il time-to-market delle riserve, che unitamente a un'esplorazione efficiente contribuisce ad assicurare un portafoglio di asset resilienti allo scenario. Il nostro successo fa leva su di un modello originale di sviluppo basato sulla parallelizzazione delle fasi (appraisal, pre-development, ingegneria), approccio modulare che prevede avvio accelerato in early production e successivo ramp-up, minimizzazione dell'esposizione finanziaria e insourcing delle fasi critiche di progetto (ingegneria di dettaglio, supervisione della produzione, commissioning/hook-up) alle quali applicare le nostre competenze. Esempi di tale approccio sono stati nel 2020 la rapida crescita produttiva dell'hub di Area 1 in Messico (da 4 mila boe/giorno nel 2019 a 14 mila boe/giorno, +200%), l'avvio di Agogo in Angola ad appena nove mesi dalla scoperta e il progetto Berkine in Algeria realizzato con approccio fast-track consentendo di valorizzare riserve di prossimità. Le altre attività dell'anno hanno riguardato l'ottimizzazione del plateau produttivo degli asset in operatività al fine di contrastare i declini naturali.

Nel complesso, scontate le rimodulazioni degli investimenti di circa €2 miliardi, lo sviluppo E&P ha concorso ad assicurare un solido livello produttivo di 1,73 milioni di boe/giorno con la crisi che ha pesato per circa 200 mila boe, al netto dei quali avremmo superato le nostre aspettative.

L'intensità emissiva delle produzioni operate (al 100%) si è ridotta nel 2020 di circa il 25% rispetto al 2014, in linea con il target di riduzione del 43% al 2025. Le emissioni globali calcolate sulla produzione equity sono state pari a circa 14,4 milioni di tonnellate di CO₂, che si riducono a 12,9 milioni grazie alla valorizzazione degli interventi di conservazione delle foreste del progetto REDD+ Luangwa Community Forest Project nella Repubblica dello Zambia, in virtù del quale Eni ha conseguito la prima generazione di crediti di carbonio che sono stati utilizzati per la compensazione di emissioni equivalenti a 1,5 milioni di tonnellate di CO₂. Il ramp-up dei progetti di gestione/valorizzazione del routine gas altrimenti inviato a flaring ci hanno consentito di ridurre i volumi della baseline 2014 del 37% a fine 2020 e confermiamo il loro azzeramento entro il 2025, contribuendo agli obiettivi di decarbonizzazione di Eni. Altro driver del nostro processo di decarbonizzazione sono i progetti in fase di avvio per la cattura e la sequestrazione geologica della CO₂ utilizzando giacimenti operati in via di esaurimento. Al riguardo la prima milestone è stata conseguita con l'assegnazione da parte dell'autorità Oil & Gas britannica della licenza per il progetto di stoccaggio della CO₂ nella Baia di Liverpool che contribuirà alla decarbonizzazione delle zone industriali dell'Inghilterra nord-occidentale e del Galles settentrionale, nonché i progressi nell'avvio del progetto pilota, per il quale è attesa la decisione finale d'investimento, per la realizzazione di un hub di cattura/sequestrazione della CO₂ presso i giacimenti esausti dell'offshore di Ravenna.

Infine, stiamo sviluppando un approccio innovativo nel processo di valutazione degli investimenti, sistematizzando le informazioni in materia dei 17 Obiettivi di Sviluppo Sostenibile dell'ONU, al fine di integrare questi aspetti all'interno della pianificazione e delle strategie. Dopo la prima fase di testing su un campione di investimenti in ambito upstream si intende estendere il perimetro di analisi ad altre tipologie di progetti.

Il settore Global Gas & LNG Portfolio (GGP) ha ottenuto un EBIT adjusted di €0,33 miliardi superiore alle nostre aspettative, nonostante la significativa flessione della domanda gas in Europa e il crollo dei consumi asiatici di LNG durante il picco della crisi. La sostenibilità del risultato GGP è dovuta alla complessiva azione di ristrutturazione dei contratti long-term di approvvigionamento e trasporto del gas, nonché all'attività di ottimizzazione del portafoglio sfruttando la flessibilità e le opzionalità degli asset gas.

I business del futuro gestiti dalla direzione Energy Evolution hanno dato prova di grande resilienza e capacità di adattamento, riuscendo ad assorbire l'impatto della recessione sui consumi di carburanti e di materie plastiche.

R&M chiude l'anno con un EBIT adjusted di €0,24 miliardi, nonostante il peggiore scenario della storia per i margini delle lavorazioni tradizionali. Il risultato è stato sostenuto dall'aumento dei volumi lavorati (+130%) e dei margini del biogasolio grazie al ramp-up della green refinery di Gela e alla performance di quella di Venezia, nonché dalla stabilità del marketing grazie all'efficienza della rete e all'attenzione al cliente. Continua il processo di evoluzione verso l'espansione dei servizi alla mobilità a sostegno dei risultati che farà leva sul consolidamento degli accordi con Amazon, Poste e Telepass, il lancio del nuovo format Eni Cafè Emporium e l'avvio del progetto "Eni Parking".

Il business della chimica gestito da Versalis ha retto nel complesso l'urto della rilevante contrazione dei consumi di materie plastiche dovuto alla crisi economica grazie alle ristrutturazioni fatte in questi anni nelle linee di business tradizionali, mentre prosegue l'evoluzione del business in chiave green e di circular economy che nel medio termine ridurrà la ciclicità dei risultati. È in fase di potenziamento il sito di Crescentino, hub strategico per la produzione di energia elettrica e feedstock chimici interamente da biomasse residuali non in competizione con la filiera alimentare sulla base di una tecnologia proprietaria tra le più avanzate nell'industria, di cui una prima applicazione pratica è stata la produzione di un disinfettante a base di bioetanolo su formulazione OMS per l'emergenza sanitaria. Sono proseguiti gli investimenti per portare su scala industriale tecnologie di riciclo dei rifiuti plastici. Versalis è già attiva nel riciclo meccanico della plastica usata con la linea "Revive" di polietilene/stirenici che nel 2020 è stata ampliata grazie all'alleanza con Forever Plast per promuovere lo sviluppo e la commercializzazione di una nuova gamma di prodotti in polistirene compatto realizzati a partire da imballaggi riciclati. Per la frazione di rifiuti plastici non altrimenti recuperabile, il Plasmix, sono in fase di sviluppo dei processi chimici di riciclo basati sulla pirolisi che sarà applicata in un impianto pilota presso lo stabilimento di Mantova per la produzione di materia prima chimica o, in sinergia con la raffinazione, in tecnologie di trasformazione in gas di sintesi per la produzione di idrogeno o altri feedstock industriali. Inoltre, grazie all'alleanza con la società di ricerca britannica AlphaBio Control, stiamo sviluppando prodotti per la protezione dell'agricoltura da fonti rinnovabili, quali erbicidi e biocidi, in sinergia con la produzione di principi attivi da parte della nostra piattaforma di chimica da rinnovabili a Porto Torres, in Sardegna. Il settore Eni gas e luce (EGL), Power & Renewables ha performato in maniera eccellente. EGL ha riportato una crescita del 17% dell'EBIT grazie alla fidelizzazione della base clienti cresciuta a 9,6 milioni di punti di fornitura (+150 mila), al contributo incrementale dei servizi/prodotti non commodity, all'efficienza del marketing e all'ottimizzazione degli asset power. Il business retail gas si apre sempre di più alla decarbonizzazione e all'innovazione con le acquisizioni di Evolvere per ampliare l'offerta di prodotti green e le partnership con Tate in Italia e OVO in Francia per il potenziamento dei servizi digitali.

Il business delle rinnovabili ha raggiunto una prima milestone con 1 GW di capacità installata/in sviluppo. La crescita è avvenuta sia per linee interne, sia facendo leva su selettive operazioni di M&A quali quelle nel mercato USA in partnership con Falck Renewables per l'acquisizione di 112,5 MW di capacità rinnovabile in quota Eni (eolico/solare) e di 57 MW di capacità fotovoltaica rilevata dalla stessa Falck. La crescita per linee interne fa leva sull'originale modello di sviluppo Eni che sfrutta le sinergie tecnico-operative con gli asset esistenti sia operativi quali i centri olio della E&P sia siti dismessi/inattivi bonificati da Eni Rewind che sono rivitalizzati attraverso l'installazione di capacità di generazione green. In tale ambito nel 2020 sono state avviate le unità fotovoltaiche di Porto Torres e Volpiano.

A medio termine la crescita delle rinnovabili sarà sostenuta dalla concretizzazione delle opportunità associate con le nostre partnership strategiche negli USA e con il socio norvegese di Vår Energi, HitecVision, che affianca alla prima una nuova joint venture, Vårgrønn, che ha come obiettivo l'espansione nel settore dell'eolico offshore della Norvegia e dei mercati nordici facendo leva sull'esperienza maturata nell'upstream da parte di Vår Energi e sostenendone il percorso di decarbonizzazione. Abbiamo acquisito il 20% del progetto Dogger Bank (A e B) nell'eolico offshore nel Regno Unito della potenza di 2,4 GW che sarà il più grande al mondo nel suo genere con avvio della prima fase nel 2023 e in Italia da Asja Ambiente tre progetti autorizzati per la costruzione di parchi eolici onshore della potenza complessiva di 35 MW.

Altro driver di sviluppo a medio termine è lo sfruttamento dell'energia rinnovabile derivante dal moto ondoso del mare che a partire dalla collaborazione industriale con le italiane CDP, Fincantieri e Terna si rafforza ulteriormente con l'ingresso in qualità di lead partner in Ocean Energy Europe, la più grande organizzazione europea per lo sviluppo delle energie dall'oceano.

La nostra R&D, vera esplorazione nel campo delle rinnovabili e volano di crescita trasversale ai business Eni, è impegnata nelle aree che riteniamo strategiche nel dare forma allo scenario energetico a medio/lungo termine, quali la produzione di biocarburanti da materie prime di seconda/terza generazione, l'ottenimento di idrogeno e

metanolo da rifiuti, l'energia degli oceani, il solare a concentrazione e modalità di cattura della CO₂ complementari a quella geologica basate sull'idea innovativa di riutilizzare la CO₂ attraverso la biofissazione su microalghe sfruttando il principio della fotosintesi clorofilliana con l'ottenimento di materiali di valore (basi alimentari o bio olio) o fissandola in via chimica in residui dell'industria mineraria, ottenendo materiali per l'edilizia. Di grande interesse è anche la ricerca sull'idrogeno verde dove stiamo studiando in partnership con Enel la realizzazione di elettrolizzatori alimentati a energia rinnovabile in sinergia con le nostre raffinerie. I progetti pilota con elettrolizzatori di circa 10 MW sono previsti iniziare a generare idrogeno verde nel 2022-2023.

In definitiva nel 2020, la nostra azienda è stata in grado di superare una crisi di dimensioni epocali, mantenendo un sano equilibrio tra entrate ed uscite di cassa e al tempo stesso progredendo con forza nel percorso volto a raggiungere la neutralità carbonica nel lungo termine. Il nostro percorso di transizione continua a raccogliere consensi anche tra i rating ESG più diffusi sul mercato come la valutazione di leadership in quattro rating internazionali ESG: MSCI, Sustainalytics, Bloomberg ES e V.E Vigeo Eiris. Ulteriori valutazioni di leadership le abbiamo ottenute nei rating di CDP Climate Change, CDP Water Security e nella valutazione Transition Pathways Initiative. Siamo stati confermati, inoltre, all'interno degli indici FTSE4Good Developed e, da quest'anno, anche nell'ESG iTraxx index. A questi si aggiunge il riconoscimento da parte di istituti di ricerca specializzati quali Carbon Tracker, che ha votato Eni quale prima tra le aziende comparabili in merito alla competitività del portafoglio progetti non sanzionato, (for the competitiveness of its unsanctioned portfolio), target di riduzione delle emissioni unitamente alla adozione di uno scenario prezzi di medio-lungo termine tra i più prudenti del settore. Infine, Eni conferma la propria leadership nell'approccio ai diritti umani, classificandosi come prima tra le 199 società valutate dal Corporate Human Rights Benchmark (CHRB) nel 2020, ex aequo con una sola altra società.

Strategia e piano operativo 2021-2024

La nostra strategia disegna un percorso di trasformazione del business irreversibile, che ci condurrà all'obiettivo di "zero emissioni nette" riferite ai nostri processi produttivi e all'utilizzo dei nostri prodotti da parte dei consumatori finali (Scope 1, 2 e 3) al 2050, ponendo al centro della nostra azione le ambizioni più sfidanti dell'accordo di Parigi, al fine di contribuire al raggiungimento dei 17 Sustainable Development Goals dell'ONU e di creare valore sostenibile per tutti i nostri stakeholders.

L'evoluzione della nostra struttura industriale farà leva sulla decarbonizzazione dei prodotti e dei processi, diversificando ed espandendo la nostra presenza nei business del retail e delle rinnovabili, che saranno combinati in un'unica entità per massimizzare le sinergie, nei prodotti bio e nell'economia circolare. Grazie a queste azioni, alla disciplina finanziaria e alla selettività dei progetti d'investimento aumenteremo in misura significativa la resilienza della Compagnia alla volatilità dello scenario.

Nel prossimo quadriennio considerate le incertezze e i rischi della ripresa post-pandemica, abbiamo definito un set di azioni finalizzate a ridurre ulteriormente la cash neutrality e a crescere nei prodotti green, blue e bio.

Il piano operativo della DG Natural Resources è improntato a massimizzare la generazione di cassa e a ridurre l'impronta carbonica del business.

La fase esplorativa, con un tetto di spesa annuo di circa €400 milioni nel prossimo quadriennio, si svilupperà lungo le linee guida di riduzione del ciclo di scoperta con iniziative near-field/incrementali a rapido ritorno in superbacini maturi e aree proven, rinnovo selettivo del portafoglio e allineamento delle risorse al mix produttivo di lungo termine. L'esplorazione di frontiera sarà attuata in aree selezionate secondo i principi di operatorship ed elevato working interest, al fine di applicare il dual exploration model in caso di successi sostanziali. L'obiettivo è scoprire nel quadriennio circa 2 miliardi di boe di riserve a costi competitivi con attività concentrate in Africa Settentrionale, Africa Occidentale, offshore norvegese e aree di frontiera in Medio Oriente, Africa Orientale, Sud-Est asiatico e Golfo del Messico.

Lo sviluppo delle riserve d'idrocarburi con una spesa media annua di circa €4 miliardi, equamente ripartiti tra sostegno dei plateau e iniziative di crescita, prediligerà asset a elevata generazione di cassa e contenuto break even conseguendo un tasso di crescita medio annuo nel quadriennio di circa il 4%, raggiungendo un plateau di 2 milioni di boe/giorno al 2024, di cui circa un terzo da nuovi sviluppi (ramp-up, avvii e scoperte near-field). I principali driver della crescita saranno l'aumento dei volumi di gas del progetto Zohr in Egitto per i quali è già disponibile la relativa capacità, l'avvio di Merakes in Indonesia e di Coral LNG in Mozambico, gli sviluppi nell'offshore norvegese realizzati dalla nostra JV Vår Energi, il "full-field development" di Area 1 in Messico e le iniziative a gas Dalma Hub e Sharjah negli Emirati Arabi Uniti. Le azioni di sviluppo pianificate unitamente a un focus costante sull'efficienza ci consentiranno di raggiungere un Brent di copertura dei capex di 28 \$/barile, 10 \$/barile meno del

livello attuale, mantenendo un adeguato livello di flessibilità in caso di ulteriori shock considerato che oltre il 55% dei nostri investimenti negli ultimi due anni di piano non è ancora autorizzato.

Il business GGP è previsto assicurare un flusso di cassa stabile nel quadriennio facendo leva sull'integrazione con l'upstream e la monetizzazione del gas approvvigionato long-term in Europa. Il driver principale sarà lo sviluppo del portafoglio e delle vendite di GNL nei mercati a premio di middle/far-east asiatico con l'obiettivo di volumi contrattati pari a 14 MTPA nel 2024. Una parte crescente delle forniture che copriranno il 70% del portafoglio al 2024 sarà assicurata attraverso la massimizzazione dei prelievi di gas equity in Indonesia, Mozambico, Nigeria, nonché Egitto dove grazie all'accordo di ristrutturazione della Unión Fenosa Gas abbiamo acquisito il terminale LNG strategico di Damietta.

Il programma operativo della DG Energy Evolution è improntato alle direttrici strategiche dello sviluppo dell'energia rinnovabile e del portafoglio clienti nonché dell'ottimizzazione del footprint industriale, con investimenti cumulati di €7,9 miliardi nel quadriennio.

R&M ridurrà progressivamente l'esposizione allo scenario oil tradizionale in Europa caratterizzato da debolezze strutturali a causa dell'eccesso di capacità e del declino dei consumi e da margini volatili. Le principali azioni saranno l'incremento di efficienza e flessibilità degli asset a carica petrolifera, la massimizzazione delle potenzialità dell'investimento in ADNOC Refining grazie anche alla nuova piattaforma di trading e lo sviluppo del business green. La capacità di biorefining è prevista raddoppiare a 2 milioni di tonnellate/anno al 2024. La produzione di biocarburanti sarà sempre più sostenibile per effetto del progressivo azzeramento della carica palm oil a beneficio di olii di seconda generazione non in competizione con la catena alimentare e altre cariche innovative (rifiuti/residui) che copriranno circa l'80% della carica al 2024. Le stazioni di servizio saranno oggetto di upgrading per potenziare i servizi alla mobilità e ampliare l'offerta low carbon (metano, idrogeno e colonnine di ricarica per veicoli elettrici). Versalis punterà a una chimica maggiormente sostenibile, ai progetti di economia circolare quali le plastiche da riciclo e ai prodotti di nicchia per ridurre l'esposizione del portafoglio alla volatilità del costo della carica petrolifera e alle commodity caratterizzate da pressione competitiva e margini incerti.

Le centrali di generazione elettrica da cicli combinati a gas saranno gestite in modo da massimizzarne il valore facendo leva su maggiore efficienza e flessibilità e sulla decarbonizzazione delle produzioni con investimenti mirati e in sinergia con le iniziative del Gruppo.

EGL facendo leva sull'integrazione con le rinnovabili promuoverà la crescita e la valorizzazione del portafoglio clienti con l'obiettivo di superare 11 milioni di punti di fornitura nel 2024 e 15 milioni nel 2030 grazie ad un'offerta sempre più green e migliorando l'esperienza di consumo mediante l'innovazione e la digitalizzazione. Gli altri driver di risultato saranno l'espansione dei servizi extracommodity, della generazione distribuita fotovoltaica e un focus costante sul mantenimento dell'efficienza della macchina operativa.

Lo sviluppo della capacità di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili avverrà sia per linee interne in sinergia con i nostri asset, sia concretizzando le opportunità d'investimento associate con le nostre partnership strategiche: la JV con Falck Renewables per l'espansione nel mercato USA, l'alleanza con CDP per l'Italia, l'ingresso nell'eolico offshore norvegese e la partecipazione nel progetto eolico Dogger Bank nel Mare del Nord britannico. L'obiettivo è arrivare a 4 GW di capacità installata al 2024 e 15 GW al 2030.

Oltre allo sviluppo della capacità di generazione elettrica da fonti rinnovabili, la nostra strategia di decarbonizzazione farà leva sui driver di efficienza energetica, forestry e dispiegamento delle nostre "negative emission technologies". Gli investimenti di valorizzazione del gas e la digitalizzazione delle operations ci consentono di confermare i nostri obiettivi a medio termine di decarbonizzazione dell'upstream con l'azzeramento del gas flaring di routine e la riduzione del 43% dell'intensità emissiva rapportata alle produzioni operate al 100% dal 2025 in avanti. Siamo convinti che la conservazione delle foreste possa contribuire in maniera importante agli obiettivi climatici dell'Accordo di Parigi nonché gli SDG dell'ONU. In tale ambito è in corso di valutazione finale una serie di progetti in Africa, America Centro-Sud e Sud-Est asiatico che a regime nell'arco dei prossimi dieci anni ci garantiranno un portafoglio di crediti emissivi in grado di compensare più di 6 milioni di tonnellate di CO₂ entro il 2024 e più di 20 milioni al 2030, quest'ultimo target in funzione delle esigenze di azzeramento al 2030 delle emissioni Scope 1 e 2 del nostro upstream (calcolate con riferimento alla produzione in base al working interest Eni) e di concorrere alla mitigazione delle emissioni degli altri settori.

I progetti in fase di pre-sviluppo relativi alla sequestrazione geologica e al riutilizzo della CO₂ (CCS/CCU) sono il frutto delle nostre competenze core nella geologia e della nostra ricerca di laboratorio per soluzioni innovative a beneficio del clima. Stimiamo un potenziale di cattura/emissioni evitate corrispondente a circa 15 MTPA al 2030 (7 milioni in quota Eni) sulla base dello sviluppo "at scale" di una serie di iniziative tra cui i grandi progetti operati

CCS Adriatic Blue presso Ravenna e Liverpool Bay in UK nei quali riutilizzeremo infrastrutture esistenti e i nostri giacimenti esauriti, nonché i progetti CCU di biofissazione e mineralizzazione della CO₂ per l'ottenimento di prodotti di valore attesi in avvio su scala pilota rispettivamente nel 2022-2023 presso i nostri hub di Gela e Ravenna. Altro driver di crescita e di miglioramento anche del nostro carbon footprint saranno i progetti di economia circolare per i quali investiremo un ammontare significativo di risorse. Le principali iniziative riguarderanno il ramp-up delle produzioni chimiche da riciclo meccanico delle plastiche usate, la realizzazione di un impianto pilota per il riciclo chimico del plasmix e la realizzazione con avvio nel 2024 presso il sito di Porto Marghera di un impianto industriale per il trattamento della frazione solida dei rifiuti urbani con resa in bio olio per il green diesel, basato sulla nostra tecnologia proprietaria Waste to Fuel. Inoltre, realizzeremo a Ravenna in un sito di proprietà inattivo e bonificato una filiera in collaborazione con Herambiente per il trattamento circolare dei rifiuti provenienti da attività ambientali e industriali con ramp-up fino a 60 mila tonnellate/anno, con netto miglioramento degli indici di sostenibilità ed emissivi.

Nel complesso nel prossimo quadriennio prevediamo un programma di investimenti pari a circa €27 miliardi, di cui circa il 20% relativi ai business del futuro (rinnovabili e progetti di decarbonizzazione/economia circolare). Allo scenario conservativo di modesta ripresa del prezzo del petrolio Brent fino a 60 \$/barile nel 2023-2024, prevediamo di generare circa €44 miliardi di flusso di cassa operativo ante working capital con i quali coprire gli investimenti programmati, l'assorbimento del circolante e il floor dividend, lasciando un margine progressivamente sempre più ampio di cash flow discrezionale a beneficio della componente variabile del dividendo e a tutela della struttura patrimoniale.

Sulla base dei piani e delle azioni programmate, siamo in grado di migliorare la politica di remunerazione che prevede un dividendo base pari a €0,36 per azione in corrispondenza di un media Brent di 43 \$/barile rispetto ai 45 \$/barile della precedente, con la componente variabile parametrata a una percentuale crescente dal 30 al 45% del free cash flow generato in uno scenario compreso tra 43 e 65 \$/barile. Inoltre, un programma di buy-back di €300 milioni/anno sarà riattivato con un prezzo del Brent compreso tra 56 e 60 \$/barile, un livello inferiore rispetto alla soglia di attivazione precedente. Il buy-back salirà a €400 milioni/anno a partire da 61 \$/barile e a €800 milioni/anno a partire da 66 \$/barile, come già previsto.

In conclusione, dopo aver superato con successo la crisi epocale del settore nel 2020 grazie alla qualità dei propri asset e alla capacità di adattamento e di risposta dell'organizzazione, Eni è ora pronta ad affrontare le sfide del prossimo decennio, della ripresa post-pandemica e dell'accelerazione della transizione energetica potendo contare su una visione chiara dell'evoluzione futura della Compagnia, obiettivi emissivi quantificati e coerenti con gli accordi di Parigi e un percorso ben definito di crescita nei prodotti decarbonizzati e di progressiva riduzione del peso in portafoglio delle produzioni di combustibili fossili. Le tecnologie proprietarie, l'integrazione tra i business, la digitalizzazione e le competenze faranno da volano a tale evoluzione.

Desideriamo infine esprimere un ringraziamento particolare alle donne e agli uomini di Eni che, nonostante le difficoltà di un anno drammatico, hanno dimostrato in remoto o presso le unità produttive, grande spirito di squadra, senso del dovere e capacità di adattamento garantendo la stabilità delle attività operative e l'affidabilità nelle forniture alle comunità, ai nostri clienti e alla società civile assicurando continuità in un momento di grandi sconvolgimenti.

18 marzo 2021

Lucia Calvosa
La Presidente



Claudio Descalzi
L'Amministratore Delegato



Eni in sintesi

"Nell'anno più difficile nella storia dell'industria energetica, Eni ha dato prova di grande forza e flessibilità, rispondendo con prontezza allo straordinario contesto di crisi e progredendo nel processo irreversibile di transizione energetica. In pochi mesi abbiamo rivisto il nostro programma di spesa e minimizzato l'impatto sulla cassa della caduta del prezzo del greggio, aumentato la nostra liquidità e difeso la nostra solidità patrimoniale. Mentre il settore upstream consolida fortemente la tendenza alla ripresa, nell'anno i business destinati alla generazione e vendita di prodotti decarbonizzati hanno conseguito risultati eccellenti, con l'EBIT di Eni gas e luce in aumento del 17% e le lavorazioni delle bioraffinerie del 130%, oltre a 1 GW di capacità di generazione da solare ed eolico già installata o in fase di sviluppo. Abbiamo posto le basi per una forte accelerazione delle rinnovabili, con l'ingresso in due mercati strategici quali gli USA e l'eolico offshore del Mare del Nord, con la partecipazione al progetto Dogger Bank in UK che sarà il più grande al mondo nel suo genere. Grazie alle azioni che abbiamo messo in campo, la generazione di cassa adjusted 2020 di €6,7 miliardi è stata in grado di autofinanziare i capex con un avanzo di €1,7 miliardi. L'indebitamento netto (ante IFRS 16) rimane al livello di fine 2019 ed il leverage si attesta intorno al 30%."

Claudio Descalzi CEO Eni

€1,9 mld

Utile operativo
adjusted

€6,7 mld

Flusso di cassa netto
da attività operativa adj

€11,6 mld

Indebitamento finanziario
netto

>35%

Riduzione investimenti
netti vs. guidance 2020



0,3

Leverage

-€1,9 mld

Riduzione costi
vs. livello pre-COVID-19

37,8

mln tonn. CO₂eq.
Emissioni GHG Scope 1
-8% vs. 2019

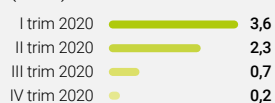
1,5

mln tonn. CO₂eq.
offset Forestry
REDD+

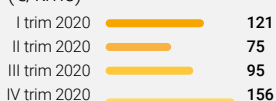
Prezzo medio del greggio Brent dated (\$/BL)



SERM (\$/BL)



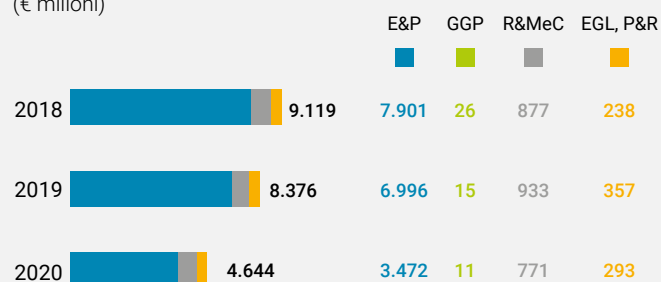
PSV (€/kmc)



Cambio medio EUR/USD



Investimenti tecnici (€ milioni)



Nel 2020 a fronte della massima contrazione mai registrata della domanda petrolifera globale (-9% circa vs. 2019) a causa delle misure di lockdown adottate a livello mondiale per contenere la diffusione della pandemia di COVID-19, Eni ha tempestivamente definito linee di azione facendo leva sull'energia, le risorse e la flessibilità delle operazioni.

Il management ha attuato misure decisive su tre ambiti principali:

- **Salute e sicurezza delle persone e asset integrity:** sono state messe in atto misure idonee per preservare la salute delle 60 mila persone che lavorano all'interno di Eni e con Eni presso tutte le nostre sedi e unità produttive. Con estrema rapidità sono state adottate nuove modalità di lavoro (smart working) dal 99% delle persone Eni impiegate negli uffici e il 70% delle persone impegnate nelle operations. Tali misure hanno consentito di garantire la continuità delle operazioni senza registrare alcuna interruzione degli impianti e l'asset integrity.
- **Solidità patrimoniale:** durante la fase di picco della pandemia, il management ha attuato misure decisive per rafforzare la resilienza finanziaria e la solidità patrimoniale dell'Azienda, definendo chiare priorità nell'allocatione della cassa, senza pregiudicare la capacità di tornare a crescere non appena le condizioni macro lo consentiranno. È stata rivista la strategia di breve/medio termine riducendo di €8 miliardi gli esborsi per costi ed investimenti del biennio 2020-2021, più esposto al downturn, con la conseguente rimodulazione del profilo di crescita delle produzioni e definita una "dividend policy", basata su una componente fissa, oggetto di costante rivalutazione in funzione della realizzazione degli obiettivi industriali di Eni, e una componente variabile parametrata allo scenario, in modo da adattare il dividendo alla volatilità del mercato, mentre il buy-back è stato temporaneamente sospeso.
- **Struttura organizzativa:** in tale ambito, nel giugno 2020 è stata ridisegnata l'organizzazione di Eni istituendo due nuovi Centri di Responsabilità: la Direzione Natural Resources che valorizzerà in ottica sostenibile il portafoglio upstream Oil & Gas, curando anche le attività di efficienza energetica e i progetti di cattura della CO₂, e la Direzione Energy Evolution che gestirà l'evoluzione dei business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio, blue e green. Le due Direzioni lavoreranno in maniera sinergica con l'ausilio della R&D e della digitalizzazione per realizzare i piani di Eni e per conseguire gli obiettivi di decarbonizzazione al 2050.

Grazie all'implementazione di queste azioni, nonostante l'impatto di grandi proporzioni della crisi sul cash flow del Gruppo, nel 2020 la generazione di cassa adjusted è stata pari a €6,7 miliardi in grado di autofinanziare il 100% degli investimenti organici rimodulati a €5 miliardi (-35% vs. budget originario a cambi costanti) per effetto delle ottimizzazioni implementate, lasciando un surplus di €1,7 miliardi. Gli opex sono stati ridotti di €1,9 miliardi rispetto al livello pre-COVID-19, di cui circa il 30% strutturali. L'indice di solidità patrimoniale al 31 dicembre 2020 è confermato allo 0,3 e il livello di indebitamento è rimasto costante, grazie anche al primo collocamento Eni di due bond ibridi dell'ammontare complessivo di €3 miliardi.

2020: REAZIONE RAPIDA PER FRONTEGGIARE LA PANDEMIA COVID-19

SALUTE DELLE PERSONE E CONTINUITÀ DELLE OPERAZIONI		
COSTI	PORTAFOGLIO	SOLIDITÀ PATRIMONIALE
>35% riduzione dei capex vs. budget originario 2020 -€1,9 mld riduzione costi operativi vs. livello pre-COVID-19	Riprogrammazione FID sui grandi progetti upstream Incremento capex per progetti "green"	Leverage* nella comfort zone di 0,3 Emissione di bond ibridi di €3 mld
NUOVA STRUTTURA ORGANIZZATIVA		
PIANO DI DECARBONIZZAZIONE DI LUNGO TERMINE		

(*) Ante IFRS 16.

PRINCIPALI DATI ECONOMICI E FINANZIARI

		2020	2019	2018
Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni)	43.987	69.881	75.822
Utile (perdita) operativo		(3.275)	6.432	9.983
Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)		1.898	8.597	11.240
<i>Exploration & Production</i>		1.547	8.640	10.850
<i>Global Gas & LNG Portfolio</i>		326	193	278
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>		6	21	360
<i>Eni gas e luce, Power & Renewables</i>		465	370	262
Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)}		(758)	2.876	4.583
Utile (perdita) netto ^(b)		(8.635)	148	4.126
Flusso di cassa netto da attività operativa		4.822	12.392	13.647
Investimenti tecnici		4.644	8.376	9.119
di cui: <i>ricerca esplorativa</i>		283	586	463
<i>sviluppo riserve di idrocarburi</i>		3.077	5.931	6.506
Dividendi per esercizio di competenza ^(c)		1.290	3.078	2.989
Dividendi pagati nell'esercizio		1.965	3.018	2.954
Totale attività a fine periodo		109.648	123.440	118.373
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		37.493	47.900	51.073
Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16		11.568	11.477	8.289
Indebitamento finanziario netto post IFRS 16		16.586	17.125	n.a.
Capitale investito netto		54.079	65.025	59.362
di cui: <i>Exploration & Production</i>		45.252	53.358	50.358
<i>Global Gas & LNG Portfolio</i>		796	1.327	1.742
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>		8.786	10.215	6.960
<i>Eni gas e luce, Power & Renewables</i>		2.284	1.787	1.869
Prezzo delle azioni a fine periodo	(€)	8,6	13,9	13,8
Numero medio ponderato di azioni in circolazione	(milioni)	3.572,5	3.592,2	3.601,1
Capitalizzazione di borsa ^(d)	(€ miliardi)	31	50	50

(a) Misure di risultato Non-GAAP.

(b) Di competenza azionisti Eni.

(c) L'importo 2020 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.

(d) Prodotto del numero delle azioni in circolazione per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

PRINCIPALI INDICATORI REDDITUALI E FINANZIARI

		2020	2019	2018
Utile (perdita) netto				
- per azione ^(a)	(€)	(2,42)	0,04	1,15
- per ADR ^{(a)(b)}	(\$)	(5,53)	0,09	2,72
Utile (perdita) netto adjusted				
- per azione ^(a)	(€)	(0,21)	0,80	1,27
- per ADR ^{(a)(b)}	(\$)	(0,48)	1,79	3,00
Cash flow				
- per azione ^(a)	(€)	1,35	3,45	3,79
- per ADR ^{(a)(b)}	(\$)	3,08	7,72	8,95
Return on average capital employed (ROACE) adjusted	(%)	(0,6)	5,3	8,5
Leverage ante IFRS 16		31	24	16
Leverage post IFRS 16		44	36	n.a.
Gearing		31	26	14
Coverage		(3,1)	7,3	10,3
Current ratio		1,4	1,2	1,4
Debt coverage		29,1	72,4	164,6
Net Debt/EBITDA adjusted		174,1	100,7	45,2
Dividendo di competenza	(€ per azione)	0,36	0,86	0,83
Total Share Return (TSR)	(%)	(34,1)	6,7	4,8
Dividend yield ^(c)		4,2	6,3	5,9

(a) Interamente diluito. Calcolato come rapporto tra l'utile netto/cash flow e il numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla Reuters (WMR).

(b) Un ADR rappresenta due azioni.

(c) Rapporto tra dividendo di competenza e media delle quotazioni del mese di dicembre.

DIPENDENTI

		2020	2019	2018
Exploration & Production	(numero)	9.815	10.272	10.448
Global Gas & LNG Portfolio		700	711	734
Refining & Marketing e Chimica		11.471	11.626	11.457
Eni gas e luce, Power & Renewables		2.092	2.056	2.056
Corporate e altre attività		7.417	7.388	7.006
Gruppo		31.495	32.053	31.701

INNOVAZIONE

		2020	2019	2018
Spesa in R&S	(€ milioni)	157	194	197
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	25	34	43

SALUTE, SICUREZZA E AMBIENTE^(a)

		2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,36	0,34	0,35
<i>dependenti</i>		0,37	0,21	0,37
<i>contrattisti</i>		0,35	0,39	0,34
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	37,8	41,2	43,4
Emissioni indirette di GHG (Scope 2)		0,73	0,69	0,67
Emissioni indirette di GHG (Scope 3) da utilizzo di prodotti venduti ^(b)		185	204	203
Net GHG Lifecycle Emissions ^(b)		439	501	505
Net Carbon Intensity ^(b)	(grammi di CO ₂ eq./MJ)	68	68	68
Net Carbon Footprint upstream (emissioni di GHG Scope 1 + Scope 2) ^(b)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	11,4	14,8	14,8
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata (upstream)	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di boe)	20,0	19,6	21,4
Indice di efficienza operativa Gruppo		31,6	31,4	33,9
Emissioni fuggitive di metano (upstream)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	11,2	21,9	38,8
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine	(miliardi di Sm ³)	1,0	1,2	1,4
Volumi totali oil spill (>1 barile)	(barili)	6.789	7.265	6.687
<i>di cui: da atti di sabotaggio</i>		5.837	6.232	4.022
<i>operativi</i>		958	1.033	2.665
Prelievi idrici di acqua dolce	(milioni di metri cubi)	113	128	117
Acqua di formazione reiniettata	(%)	53	58	60

(a) Ove non diversamente indicato, i KPI fanno riferimento a dati 100% degli asset operati.

(b) KPI calcolati su base equity.

DATI OPERATIVI

		2020	2019	2018
EXPLORATION & PRODUCTION				
Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.733	1.871	1.851
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	6.905	7.268	7.153
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,9	10,6	10,6
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	43	92	100
Profit per boe ^{(a)(c)}	(\$/boe)	3,8	7,7	6,7
Opex per boe ^(b)		6,5	6,4	6,8
Finding & Development cost per boe ^(c)		17,6	15,5	10,4
GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO				
Vendite gas naturale	(miliardi di metri cubi)	64,99	72,85	76,60
<i>di cui: in Italia</i>		37,30	37,98	39,17
<i>internazionali</i>		27,69	34,87	37,43
Vendite GNL		9,5	10,1	10,3
REFINING & MARKETING E CHIMICA				
Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	1,1	1,1	0,4
Produzione di biocarburanti	(migliaia di tonnellate)	622	256	219
Tasso di utilizzo medio bioraffinerie	(%)	63	44	63
Quota di mercato rete in Italia		23,3	23,6	24,0
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	6,61	8,25	8,39
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	5.369	5.411	5.448
Erogato medio per stazione di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	1.390	1.766	1.776
Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione oil	(%)	69	88	91
Produzioni di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	8.073	8.068	9.483
Tasso di utilizzo medio degli impianti petrolchimici	(%)	65	67	76
ENI GAS & LUCE, POWER & RENEWABLES				
Vendite retail gas	(miliardi di metri cubi)	7,68	8,62	9,13
Vendite retail energia elettrica a clienti finali	(terawattora)	12,49	10,92	8,39
Produzione termoelettrica		20,95	21,66	21,62
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi		25,33	28,28	28,54
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(megawatt)	307	174	40
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(gigawattora)	339,6	60,6	11,6

(a) Relativo alle società consolidate.

(b) Include la quota Eni delle joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

(c) Media triennale.

Attività di stakeholder engagement

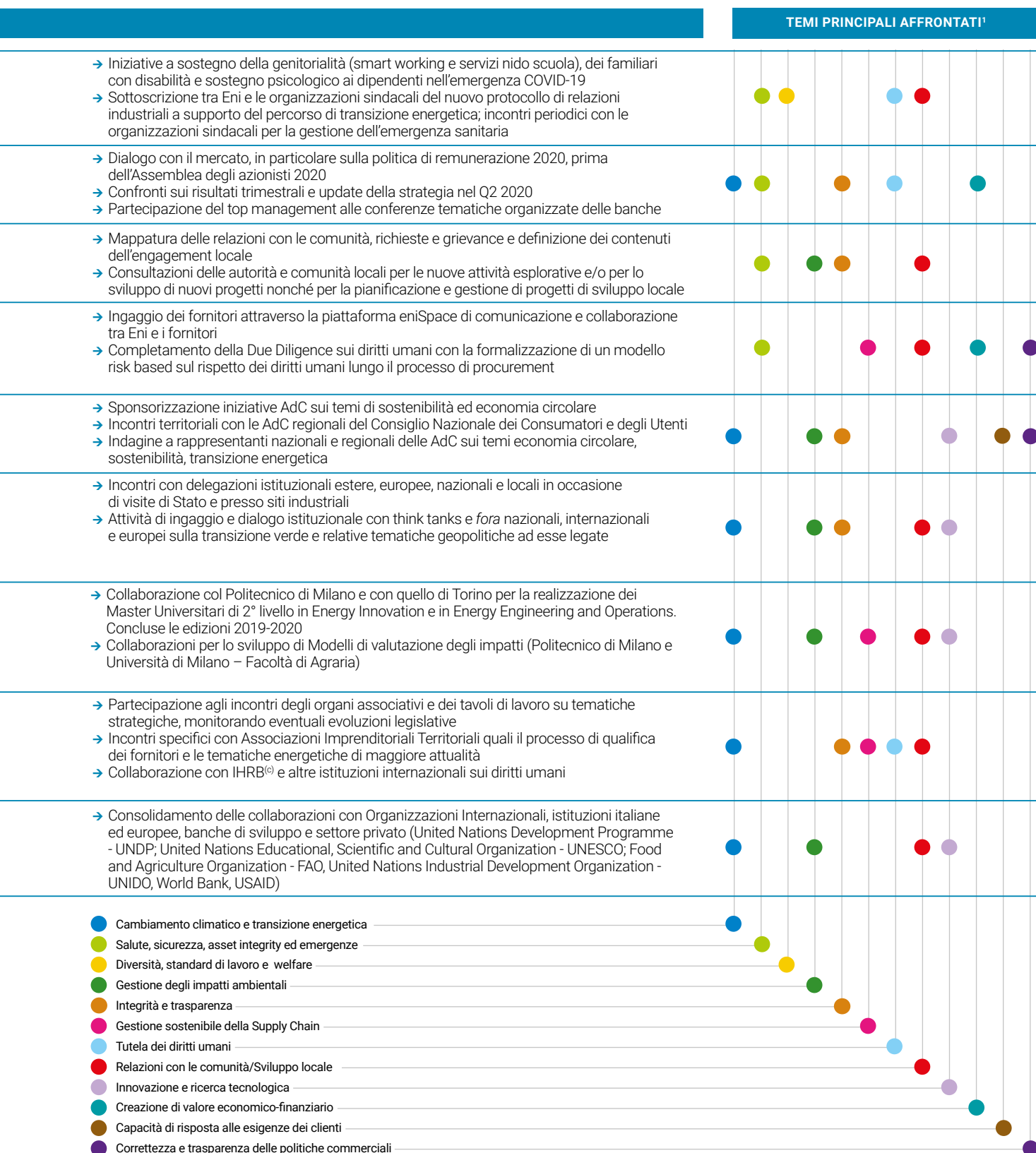
Operando in 68 Paesi con contesti sociali, economici e culturali differenti tra loro, Eni considera il dialogo e il coinvolgimento diretto degli stakeholder, elementi fondamentali per la creazione di valore di lungo periodo, in ogni fase delle proprie attività. L'apertura all'ascolto e allo scambio reciproco, l'inclusione, la comprensione dei punti di vista e delle aspettative degli stakeholder nonché la condivisione delle scelte sono per Eni elementi fondamentali per costruire rapporti basati sulla reciproca fiducia, sulla trasparenza ed integrità. Per migliorare la conoscenza e la comprensione dei punti di vista e delle aspettative dei molteplici interlocutori, nei diversi siti operativi, dal 2018 Eni si è dotata del supporto di una piattaforma informatica denominata Stakeholder Management System (SMS). Dal 2020 il sistema è in uso nel 100% dei siti in cui Eni ha attività industriali operate monitorando la relazione con circa 4.000 stakeholder. L'SMS consente di comprendere le specificità dei contesti locali, le eventuali esigenze, criticità e aree di miglioramento, i principali temi di interesse, i potenziali impatti sui Diritti Umani, identificando anche l'eventuale presenza di gruppi vulnerabili e di aree censite dall'UNESCO come siti di particolare interesse culturale e/o naturalistico (WHS - World Heritage Sites).

CATEGORIE DI STAKEHOLDER	PRINCIPALI ATTIVITÀ DI STAKEHOLDER ENGAGEMENT
PERSONE DI ENI E SINDACATI NAZIONALI E INTERNAZIONALI	→ Percorsi professionali e formativi sulle competenze emergenti legate alle strategie di business e ampliamento della mappatura delle competenze → Iniziative formative a supporto dell'inclusione e del riconoscimento del valore di ogni tipo di diversità e iniziative internazionali a supporto del team building e dell'innovazione
COMUNITÀ FINANZIARIA	→ Presentazione del piano strategico di lungo termine al 2050 e piano 2020-23, seguito da Road-Show virtuale del CEO e del top management nelle principali piazze finanziarie → Partecipazione alle conferenze tematiche in ambito ESG
COMUNITÀ LOCALI E COMMUNITY BASED ORGANIZATION	→ Coinvolgimento di oltre 600 comunità tra host (villaggi/comunità che nel loro territorio ospitano gli impianti Eni), transit (comunità presenti in prossimità delle pipeline), neighboring (comunità limitrofe alle attività Eni sul territorio, non impattate direttamente) e indigene - vicine agli impianti
CONTRATTISTI, FORNITORI E PARTNER COMMERCIALI	→ Pubblicazione e distribuzione del Codice di Condotta Fornitori Eni → Collaborazione con i fornitori per la gestione dell'emergenza sanitaria → Avvio di JUST (Join Us in a Sustainable Transition) iniziativa per coinvolgere i fornitori nel percorso di transizione energetica, ponendo la sostenibilità in ogni fase del processo di procurement
CLIENTI E CONSUMATORI	→ Incontri e workshop con Presidenti, Segretari Generali e Responsabili Energia delle Associazioni dei Consumatori (AdC) nazionali e locali su temi quali sostenibilità, economia circolare, bonifiche, risanamento ambientale, risparmio energetico, servizio clienti e nuove iniziative commerciali
ISTITUZIONI NAZIONALI, EUROPEE ED INTERNAZIONALI	→ Partecipazione attiva a workshop e tavoli di lavoro anche tecnico-istituzionali con rappresentanti politici e istituzionali locali, nazionali, europei e internazionali su tematiche energetiche, climatiche, relative a sviluppo sostenibile, ricerca e innovazione → Incontri con rappresentanti politici e istituzionali locali, nazionali, europei e internazionali su temi strategici
UNIVERSITÀ E CENTRI DI RICERCA	→ Incontri con Università, Centri di Ricerca e società terze con cui Eni collabora o si interfaccia per lo sviluppo di tecnologie innovative → Accordi e collaborazioni con Politecnico di Milano e Torino, Università di Bologna, Napoli e Pavia, MIT, CNR, INSTM, ENEA e INGV^(a) → Costituzione con CNR di 4 centri di ricerca nel Mezzogiorno per uno sviluppo ambientale ed economico sostenibile in Italia e nel mondo
ORGANIZZAZIONI VOLONTARIE DI ADVOCACY E DI CATEGORIA E ASSOCIAZIONI CONFINDUSTRIALI	→ Adesione e partecipazione a OGCI, IPIECA, WBCSD, UN GLOBAL COMPACT, CIDU, EITI e VPI^(b) → Convegni, dibattiti, seminari, eventi e iniziative di formazione su temi di sostenibilità (energia, economia circolare, bonifiche, responsabilità sociale d'impresa); realizzazione di linee guida e condivisione di best practice
ORGANIZZAZIONI PER LA COOPERAZIONE E LO SVILUPPO	→ Definizione di nuove tipologie di accordi di collaborazione di sviluppo locale → Consolidamento delle collaborazioni con organizzazioni della società civile, enti e agenzie di cooperazione e organizzazioni di ispirazione religiosa (AMREF, AVSI, CUAMM, VIS, GHACCO, Fondazione E4Impact, Istituto Superiore Don Bosco di Maputo, Diocesi di Sekondi-Takoradi e Halo Trust Foundation)

(a) Massachusetts Institute of Technology; Consiglio Nazionale delle Ricerche; Consorzio Interuniversitario Nazionale per la Scienza e Tecnologia dei Materiali; Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile; Istituto nazionale di geofisica e vulcanologia.

(b) Oil and Gas Climate Initiative; World Business Council for Sustainable Development; Comitato Interministeriale dei Diritti Umani; Extractive Industries Transparency Initiative; Voluntary Principles Initiative.

(c) Institute for Human Rights and Business.



(1) Sono stati evidenziati i temi su cui c'è stata la maggior interazione durante il 2020.

Strategia

"Eni rimane fortemente impegnata a ricoprire un ruolo chiave nella sostenibilità e nell'innovazione, promuovendo lo sviluppo sociale ed economico in tutte le sue attività.

Oggi compiamo un ulteriore passo avanti nella nostra trasformazione e ci impegniamo a raggiungere la totale decarbonizzazione di tutti i nostri prodotti e processi entro il 2050. Il nostro piano è concreto, dettagliato, economicamente sostenibile e tecnologicamente realizzabile. Inoltre, oggi, annunciamo la fusione dei nostri business delle energie rinnovabili e del retail. Con questa nuova realtà, la nostra già ampia base clienti retail crescerà ulteriormente con l'aumento dell'offerta di energia rinnovabile.

La combinazione dei nostri business di bioraffinazione e marketing, inoltre, darà una forte spinta alla mobilità sostenibile. Queste iniziative contribuiranno sensibilmente alla decarbonizzazione dei nostri prodotti e avranno un impatto positivo per i nostri clienti.

Infine, grazie a una forte disciplina finanziaria e una generazione di cassa resiliente, siamo in grado di incrementare la nostra politica di remunerazione, in linea con lo sviluppo strategico del nostro piano".

Claudio Descalzi CEO Eni

Leader nella transizione energetica

Decarbonizzazione delle attività per offrire una varietà di prodotti interamente decarbonizzati

- Zero Emissioni Nette al 2050, cui si aggiungono i nuovi obiettivi di riduzione emissioni assolute nette (Scope 1, 2 e 3): -25% al 2030; -65% entro il 2040
- Net Zero Carbon Intensity al 2050: -15% al 2030, -40% entro il 2040



Creazione di valore per gli stakeholder

Migliorata la politica retributiva

- Dividend floor di €0,36 per azione con Brent a 43 \$/bbl rispetto al precedente livello di 45 \$/bbl
- Buy-back di €300 milioni/anno con Brent a 56 \$/bbl. Confermato il buy-back a €400 milioni/anno da 61 \$/bbl e €800 milioni/anno da 66 \$/bbl



Integrazione, diversificazione ed espansione

dei business retail e rinnovabili, dei prodotti bio e dell'economia circolare.

Fusione dei business retail e rinnovabili

- ↑ Crescita accelerata della base retail a 15 mln clienti al 2030
- ↑ Crescita capacità installata da rinnovabili: 15 GW al 2030
- ↑ EBITDA raddoppiato: ~ €1 miliardo nel 2024

Solidità finanziaria

per minimizzare l'impatto della volatilità dei prezzi. Crescita selettiva, aumento dell'efficienza e continuo bilanciamento del portafoglio per assicurare valore e rendimenti elevati in tutte le attività.

- ↑ Riduzione della cash neutrality del gruppo a copertura dei capex e dividend floor (€0,36 per azione) sotto i 40 \$/bbl nel corso del prossimo quadriennio



Gruppo Eni

€13 mld

Flusso di cassa da attività operativa al 2024

Exploration & Production

Produzione idrocarburi

4 % CAGR 2020-2024

Global Gas & LNG Portfolio

14 mln ton/a

nel 2024 volumi GNL contrattualizzati

Refining & Marketing

Capacità bioraffinazione

2 mln ton/a

nel 2024; +70% vs. 2020

Rinnovabili

4 GW

capacità installata al 2024 con investimenti pari a €3,2 mld nel quadriennio

Business Retail

>11 mln clienti al 2024; +15% vs. 2020

Dopo la profonda trasformazione che ha consentito al Gruppo di sviluppare e diversificare il proprio portafoglio, rafforzando nel contempo la struttura finanziaria, Eni è entrata in una nuova fase di evoluzione del modello di business e si è dotata di una nuova struttura organizzativa con la costituzione delle due Direzioni Generali: la Natural Resources che valorizzerà in ottica sostenibile il portafoglio upstream Oil & Gas, curando anche le attività di efficienza energetica, i progetti di cattura della CO₂ e i progetti di Forestry REDD+ e la Direzione Energy Evolution che curerà l'evoluzione dei business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio, blue e green. Questo nuovo assetto organizzativo rappresenta un passo fondamentale per la realizzazione della strategia Eni al 2050 che coniuga creazione di valore, sostenibilità dei business e solidità economica e finanziaria.

La strategia elaborata è volta a fronteggiare un contesto complesso caratterizzato da una triplice sfida connessa:

- i) alla transizione energetica in atto;
- ii) alla gestione efficiente e sostenibile di business tradizionali che assicurano cash flow e ritorni elevati e alla ristrutturazione dei settori in perdita;
- iii) all'aumento della remunerazione agli azionisti.

Per fronteggiare tale contesto, la strategia elaborata nel Piano si fonda su tre pilastri:

- la decarbonizzazione delle attività e dei prodotti in linea con gli obiettivi comunicati al mercato;
- la diversificazione e lo sviluppo delle attività retail e rinnovabili, dei prodotti bio e dell'economia circolare;
- il miglioramento della resilienza e flessibilità del nostro portafoglio di attività per assorbire la volatilità dei prezzi attraverso l'ottimizzazione degli asset, la crescita selettiva e il contenimento dei costi di struttura.

Questa strategia sarà realizzata facendo leva su know-how, tecnologie proprietarie e innovazione e consentirà di cogliere nuove opportunità di sviluppo ed efficienza, oltre che di migliorare ulteriormente la sicurezza sul lavoro e contribuire attivamente al raggiungimento dei 17 SDGs, su cui si fonda la mission Eni.

L'evoluzione del portafoglio di business avrà un impatto significativo sulla riduzione dell'impronta carbonica, i cui obiettivi sono stati rilanciati prevedendo il raggiungimento della neutralità carbonica al 2050. In particolare, Eni perseguirà una strategia che punta a:

- raggiungere nel 2050 il target net zero sulle emissioni assolute Scope 1, 2 e 3, e l'annullamento della relativa intensità emissiva, riferiti all'intero ciclo di vita dei prodotti energetici venduti;
- rinforzare il proprio ruolo di attore globale nel mercato dell'energia facendo leva su un mix di portafoglio delle proprie attività sempre più bilanciato e integrato;
- valorizzare al massimo la flessibilità del proprio portafoglio di attività, capace di rispondere ai fattori esterni di mercato e allo stesso tempo pronto a valorizzarne al massimo le opportunità;
- rafforzare il proprio ruolo proattivo nella filiera energetica potenziando nel medio lungo termine l'applicazione di tecnologie low carbon per la produzione di vettori energetici decarbonizzati;
- generare valore per i propri azionisti con una politica di remunerazione progressiva.

Sono confermati e ulteriormente estesi gli obiettivi intermedi di decarbonizzazione:

- -25% delle emissioni nette assolute Scope 1, 2, 3 @2030 vs. 2018 e -65% @2040;
- -15% dell'intensità emissiva netta dei prodotti energetici venduti @2030 vs. 2018 e -40% @2040;
- net zero carbon footprint per le emissioni Scope 1 e 2 delle attività upstream al 2030, con nuovo target di dimezzamento al 2024 rispetto al 2018;
- net zero carbon footprint per le emissioni Scope 1 e 2 di tutte le attività del gruppo al 2040.

Dettagli per linea di business

Piano di lungo termine al 2050 e piano 2021-2024

EXPLORATION & PRODUCTION

La strategia Eni nell'upstream prevede la massimizzazione dei ritorni e della generazione di cassa facendo leva sulla valorizzazione dell'attuale portafoglio di asset, esclusivamente convenzionali, caratterizzati da contenuto break even, modularità dei progetti, accelerato time-to-market e limitata esposizione oltre il medio termine.

L'evoluzione del mix produttivo prevede la componente gas al 60% nel 2030 e ad oltre il 90% nel 2050. Le emissioni Scope 1 e 2 delle attività upstream calcolate in base alla produzione equity sono previste azzerarsi nel 2030 facendo leva oltre che sull'efficienza energetica, sui progetti di conservazione delle foreste primarie e secondarie che assicureranno la compensazione di emissioni di CO₂ per circa 20 milioni di tonnellate al 2030 e circa 40 milioni di tonnellate annue al 2050. Altro driver per il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione di Gruppo sono i progetti per la cattura e la sequestrazione geologica della CO₂ con un target di circa 50 milioni di tonnellate annue al 2050.

Il Piano 2021-24 prevede:

la crescita della generazione di cassa e la riduzione progressiva della cash neutrality fino a livelli di Brent inferiori a 30 \$/barile attraverso:

- la crescita delle produzioni nel periodo 2020-2024 a un tasso medio annuo del 4% grazie al contributo dei progetti già avviati o in avvio nel quadriennio;
- la capital discipline con una spesa media di circa €4,5 miliardi per anno nel quadriennio 2021-2024 caratterizzata da elevata flessibilità (>55% capex uncommitted nel periodo 2023-2024);
- l'ulteriore sviluppo delle iniziative integrate con il settore Global Gas & LNG Portfolio per la valorizzazione del gas equity;
- la massimizzazione dell'efficienza e della continuità operativa;
- la valorizzazione e sviluppo del portafoglio esplorativo, con l'obiettivo di scoprire 2 miliardi di boe di risorse al costo unitario di 1,6 \$/barile; l'esplorazione sarà focalizzata in aree limitrofe a campi in produzione near-field e a infrastrutture esistenti o di prossima entrata in esercizio.

La generazione di cassa sarà, inoltre, sostenuta dalla trasformazione del portfolio con l'uscita da asset marginali e/o ad elevato break even e la focalizzazione su asset ad elevata generazione di cassa, la realizzazione di nuove business combination su modello Vår Energi, allo scopo di ridurre l'esposizione finanziaria e consentire una crescita più accelerata degli asset.

Le suddette linee d'azione consentiranno di realizzare un free cash flow organico cumulato 2021-2024 superiore a €18 miliardi.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

Il settore Global Gas & LNG Portfolio (GGP) si focalizzerà nella commercializzazione di tutti i prodotti equity non-oil del Gruppo: gas, biometano, blue energy e idrogeno, riducendo progressivamente la componente non equity. Nell'orizzonte di Piano, GGP proseguirà nella strategia di rinegoziazione del portafoglio di approvvigionamento gas long-term con l'obiettivo di allineare le condizioni di fornitura a mercati sempre più volatili, di ottimizzare la logistica riducendo l'incidenza dei costi di logistica e di far leva sulle flessibilità degli asset per massimizzare i margini commerciali. L'altro driver di crescita e di creazione di valore è l'espansione nel business LNG attraverso lo sviluppo in nuovi mercati a premio ed in crescita in Middle East/Far East e sfruttando anche le possibili sinergie con il mercato legacy in Europa e la sempre maggiore integrazione con il business upstream per la valorizzazione del gas equity. Il portafoglio di volumi GNL contrattualizzati attesi sarà pari a 14 mln ton/a nel 2024 (+45% vs. 2020) con una quota di gas da progetti equity superiore al 70%. Alla creazione di valore contribuirà anche la massimizzazione della generazione di cassa dagli asset di trasporto gas internazionale.

Le suddette linee d'azione consentiranno di realizzare un free cash flow cumulato 2021-2024 pari a €0,8 miliardi.

REFINING & MARKETING

La strategia del settore Raffinazione e Marketing è focalizzata sullo sviluppo della capacità di raffinazione bio che è prevista quasi raddoppiare a 2 milioni di tonnellate/anno nel 2024 e crescere ulteriormente fino a raggiungere la capacità di 5-6 milioni di tonnellate per anno nel 2050; le bioraffinerie saranno alimentate esclusivamente con cariche palm oil free di II e III generazione entro il 2023. Nel marketing retail è prevista l'evoluzione graduale del mix di prodotti venduti, raggiungendo al 2050 il 100% della vendita di prodotti decarbonizzati.

Il Piano 2021-24 prevede:

- l'ottimizzazione delle attività di raffinazione tradizionale (sfruttando le flessibilità del sistema) nonché il raggiungimento del pieno potenziale del complesso di raffinazione di Ruwais;
- la diversificazione attraverso il potenziamento della raffinazione "bio" con l'aumento della capacità di lavorazione fino a 2 milioni di tonnellate nel 2024, palm oil free e alimentata con l'80% di cariche "waste & residues";
- la crescita del marketing in Europa privilegiando segmenti ad alta marginalità, il potenziamento dell'offerta di carburanti alternativi, l'ulteriore sviluppo dei servizi non-oil nel retail e, più in generale, la promozione della mobilità sostenibile.

CHIMICA

La strategia di lungo termine di Eni punta a ridurre in maniera significativa l'esposizione del business chimico alla volatilità del ciclo e del costo della carica petrolifera attraverso la specializzazione del portafoglio prodotti e lo sviluppo e integrazione della chimica da fonti rinnovabili e da riciclo chimico/meccanico.

Il Piano 2021-24 prevede:

- la progressiva specializzazione del portafoglio polimeri verso prodotti a maggiore valore aggiunto ed estensione della filiera a valle verso il "compounding" per ridurre la volatilità dei margini;
- lo sviluppo della chimica da rinnovabili con nuovi processi e prodotti;
- l'espansione di iniziative di economia circolare, in particolare riciclo meccanico e chimico anche attraverso il ricorso a partnership;
- la progressiva riduzione delle emissioni di gas serra, aumentando l'efficienza energetica.

ENI GAS E LUCE, POWER & RENEWABLES

Le principali linee strategiche di medio/lungo termine prevedono lo sviluppo sinergico della capacità installata per la produzione di energia da fonti rinnovabili con target di 15 GW al 2030 e di 60 GW al 2050 e del portafoglio di clienti retail fino a superare 20 milioni di contratti di fornitura al 2050 attraverso la selezione delle aree di espansione delle rinnovabili legata alla presenza dei nostri clienti oltre allo sviluppo delle attività nelle aree in cui Eni già opera. Nel 2050 è prevista la fornitura ai clienti retail di prodotti decarbonizzati provenienti dal portafoglio Eni (energia da rinnovabili e biometano) e di servizi di nuova generazione.

Il Piano 2021-24 prevede:

- la realizzazione di 4 GW di capacità installata al 2024 con investimenti pari a 3,2 miliardi nell'arco di piano;
- crescita del portafoglio clienti maggiore di 11 milioni al 2024 anche attraverso l'espansione internazionale con ingresso nel mercato iberico;
- il focus su servizi extra-commodity e massimizzazione del valore legato alla transizione energetica;
- la massimizzazione dei risultati power grazie alla flessibilità ed efficienza degli impianti di generazione e il ricorso ad investimenti mirati;
- l'individuazione e sviluppo di nuove soluzioni tecnologiche a basso impatto carbonico.

Principali dati economico finanziari – Piano 2021-2024

Il piano di investimenti quadriennale, focalizzato su progetti ad alto valore e rapido ritorno, prevede investimenti complessivi per circa €27 miliardi ed è caratterizzato da un elevato livello di flessibilità con più del 55% di investimenti non ancora contrattualizzati nel 2023-24. Il piano di investimenti per l'upstream, che rappresenta il 65% del totale, è ben diversificato in termini geografici grazie agli sviluppi in Medio Oriente, Africa e Messico.

Il programma di investimenti di Eni è di alto valore e resiliente anche in uno scenario sfidante. L'attuale portafoglio di progetti upstream in esecuzione ha un prezzo di break even pari a 28 \$/barile al 2024 e un IRR complessivo di circa il 18%. Questi progetti rimangono competitivi anche in presenza di scenari di prezzo Brent inferiori. In particolare, assumendo scenari inferiori del 20%, l'IRR complessivo si ridurrebbe di 2 punti percentuali.

In coerenza con gli obiettivi di medio e lungo termine e per alimentare il processo di decarbonizzazione della società, Eni pianifica investimenti in fonti rinnovabili, di efficienza energetica, economia circolare e abbattimento del flaring di oltre €4 miliardi. Per quanto riguarda i progetti nelle rinnovabili il tasso di rendimento interno unlevered è compreso tra il 6 e il 9% e, attraverso operazioni di finanziamento, potrà raggiungere un livello a doppia cifra; mentre per le bioraffinerie è previsto un IRR del 15%.

Assumendo uno scenario Brent in progressiva crescita a 60 \$/barile, il flusso di cassa ante working capital cumulato nell'orizzonte di piano è atteso pari a €44 miliardi, ovvero pari a €39 miliardi in uno scenario di 50 \$/barile flat.

Eni prevede la copertura, attraverso la generazione di cassa organica, degli investimenti e del dividend floor di €0,36 per azione in corrispondenza di un prezzo del Brent inferiore a 40 \$/barile nel 2024.

Il piano, in coerenza con l'aggiornamento della remunerazione degli azionisti, prevede un dividend floor pari a €0,36 per azione erogato per scenari Brent con media annua non inferiore a 43 \$/barile; il dividendo addizionale quantificato in funzione della media Brent attesa per ciascun anno è calcolato in percentuale del free cash flow incrementale per effetto prezzo.

Il piano prevede, inoltre, l'attivazione del buy-back per €300 milioni/annui con scenari Brent da 56 \$/barile; confermati i precedenti livelli di €400 milioni/annui per scenari Brent da 61 a 65 \$/barile e €800 milioni/annui per scenari superiori a 65 \$/barile.

Risk Management Integrato

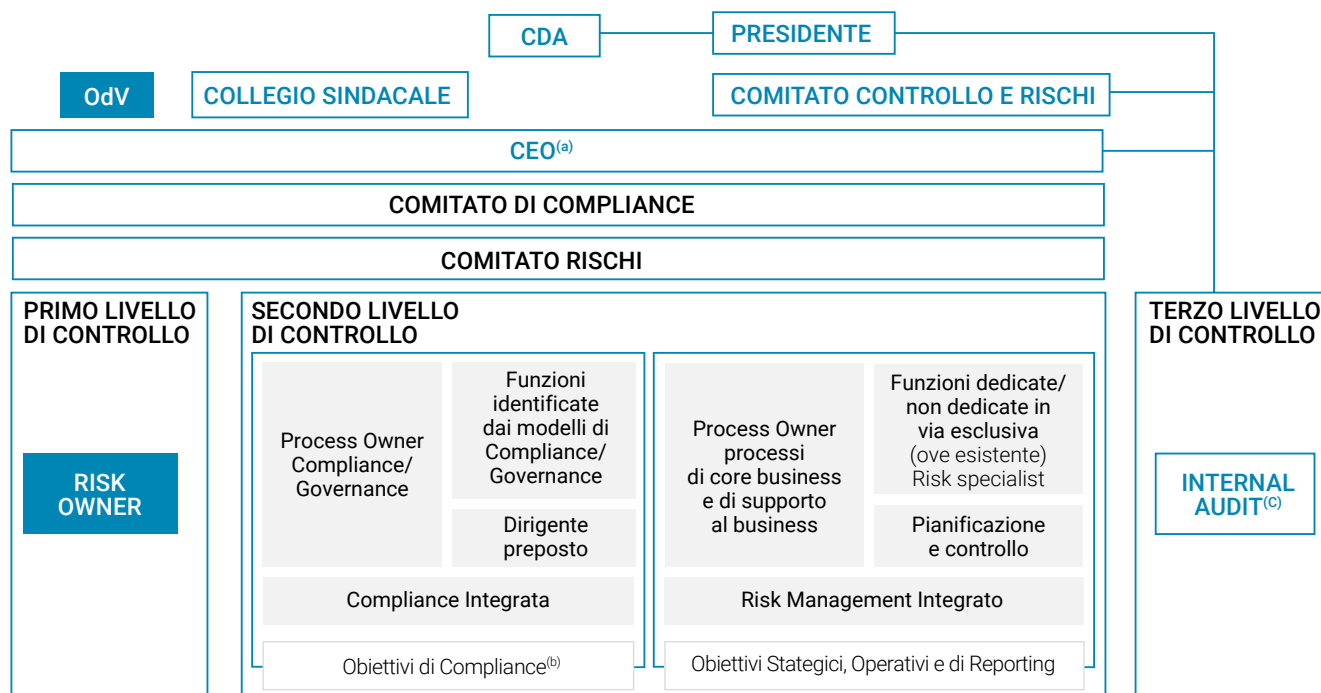


Eni ha sviluppato e adottato un Modello di Risk Management Integrato (di seguito Modello RMI) finalizzato ad assicurare che il management assuma decisioni consapevoli (risk-informed), attraverso la valutazione e l'analisi dei rischi, di breve, medio e lungo termine, attuata con una visione integrata,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

Il Modello RMI si avvale di un sistema metodologico e di competenze che fa leva sul principio di terzietà delle valutazioni (qualità del dato, oggettività della rilevazione e quantificazione delle mitigazioni) per migliorare l'efficacia delle analisi, assicurare un adeguato supporto ai principali processi decisionali (quali la definizione del Piano Strategico e degli obiettivi di medio e lungo termine) e garantire l'informativa agli organi di amministrazione e controllo.

Il Modello di Risk Management Integrato

Il Modello RMI è caratterizzato da un approccio strutturato, ispirato alle best practice internazionali e definito sulla base degli indirizzi del Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi (v.pag.38), che prevede una governance declinata su tre livelli di controllo. La Risk Governance attribuisce un ruolo centrale al Consiglio di Amministrazione (CdA), il quale definisce la natura e il livello di rischio compatibile con gli obiettivi strategici, includendo nelle proprie valutazioni tutti i rischi che possano assumere rilievo nell'ambito della sostenibilità del business nel medio-lungo periodo. Previo parere del Comitato Controllo e Rischi, il CdA definisce, inoltre, le linee guida per la gestione dei rischi, affinché i principali rischi di Eni siano correttamente identificati, valutati, gestiti e monitorati, determinando il grado di compatibilità con una gestione dell'impresa coerente con gli obiettivi strategici.



(a) Amministratore incaricato di sovrintendere al Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi.

(b) Inclusi gli obiettivi di attendibilità dell'informativa finanziaria.

(c) Director Internal Audit dipende gerarchicamente dal Consiglio e, per esso, dalla Presidente, fatta salva la dipendenza funzionale dello stesso dal Comitato Controllo e Rischi e all'Amministratore Delegato quale amministratore incaricato di sovrintendere al Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi.

L'Amministratore Delegato (AD) di Eni dà esecuzione agli indirizzi del CdA; in particolare, avvalendosi del processo RMI, assicura l'identificazione, la valutazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi, che sottopone trimestralmente all'esame del CdA, tenendo in considerazione l'operatività e i profili di rischio specifici di ciascuna linea di business e dei singoli processi, per una politica di governo dei rischi integrata. L'AD assicura, inoltre, che il processo RMI si evolva in coerenza con le dinamiche di business e di contesto normativo. Infine, il Comitato Rischi, presieduto dall'AD, svolge funzioni consultive nei suoi confronti in merito ai principali rischi: a tal fine, esamina ed esprime pareri, su richiesta dell'AD, in relazione alle principali risultanze del processo RMI.

Il processo di Risk Management Integrato

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

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

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

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

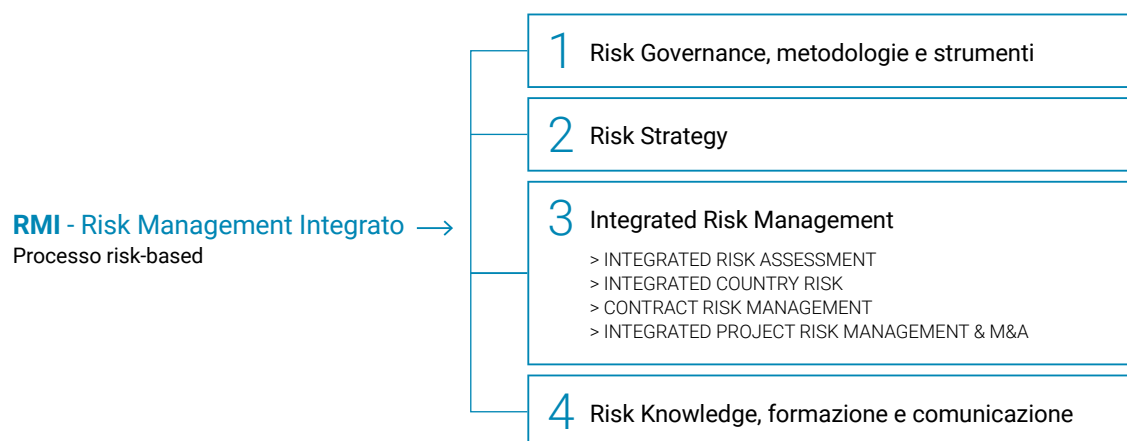
La valutazione è espressa sia a livello inerente sia a livello residuo (tenendo conto dell'efficacia delle azioni di mitigazione) e permette di misurare l'impatto rispetto al raggiungimento degli obiettivi del Piano Strategico e a vita intera per quanto riguarda i progetti di business. I rischi sono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

Nel corso del 2020 sono stati effettuati due cicli di assessment: nel primo semestre è stato svolto l'Annual Risk Profile Assessment, che ha coinvolto 121 società controllate presenti in 43 Paesi, mentre nel secondo semestre è stato svolto l'Interim Top Risk Assessment, che ha riguardato l'aggiornamento delle valutazioni e il trattamento dei top risk di Eni e dei principali rischi a livello di business. Particolare attenzione è stata dedicata all'analisi del rischio Biologico - Pandemia COVID-19 considerato sia come rischio sulla salute delle persone che come rischio sistemico in grado di influenzare il portafoglio rischi Eni nel suo insieme e, in particolare, i rischi di mercato, paese e operativi.

Le risultanze relative ai due cicli di assessment sono state presentate agli Organi di Amministrazione e Controllo a luglio e dicembre 2020. Sono stati effettuati tre cicli di monitoraggio sui top risk di Eni. Il monitoraggio dei rischi e dei relativi piani di trattamento consente di analizzare l'andamento dei rischi (attraverso l'aggiornamento di opportuni indicatori) e lo stato di attuazione delle azioni di trattamento attuate dal management. Le risultanze relative al monitoraggio dei top risk sono state presentate agli Organi di Amministrazione e Controllo a marzo, luglio e ottobre 2020.

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

Il portafoglio dei top risk Eni è composto di 20 rischi classificati in: (i) rischi di natura esterna, (ii) rischi di natura strategica e, infine, (iii) rischi di natura operativa (v. Obiettivi, principali rischi e azioni di trattamento).



Obiettivi, principali rischi e azioni di trattamento

Rischio strategico

SCENARIO

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Scenario Prezzi, visione d'insieme del rischio di fluttuazioni sfavorevoli dei prezzi del Brent e delle altre commodity rispetto alle previsioni di piano.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Interventi volti a migliorare la resilienza (riduzione della cash neutrality), la flessibilità (in termini di decisioni di investimento) e l'efficienza (capital discipline e azione sui costi di struttura) dell'azienda;
- allineamento del portafoglio supply gas ai prezzi di mercato e ai relativi contratti di vendita con indicizzazione ai principali hub europei invece che oil-linked;
- rinegoziazione contratti del portafoglio supply gas per flessibilizzazione prelievi fisici;
- flessibilizzazione della capacità di raffinazione e generazione elettrica tradizionale;
- massimizzazione capacità bioraffinerie;
- ottimizzazione impianti petrolchimici.



Rischio strategico

CONTRAZIONE DOMANDA/CONTESTO COMPETITIVO

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Contrazione domanda/contesto competitivo, riferito al verificarsi di uno sbilancio domanda e offerta di mercato o di un incremento della competitività tale da: i) ridurre volumi di vendita, ii) aumentare le difficoltà nel difendere customer base/sviluppare iniziative di crescita, iii) generare dinamiche avverse sui prezzi dei prodotti finiti.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Integrazione attività midstream e upstream e gestione in ottica di portafoglio dei volumi gas equity, per favorire la massimizzazione del relativo valore; individuazione progetti a basso break even e veloce time-to-market;
- consolidamento quota mercato relativa ai prodotti downstream oil commercializzati sulla rete in Italia e crescita selettiva all'estero; evoluzione verso la stazione Servizi alla Mobilità;
- differenziazione del portafoglio verso prodotti petrolchimici a maggior valore aggiunto, estensione filiera a valle e sviluppo chimica da rinnovabili;
- massimizzazione valore e fidelizzazione della customer base retail Gas & Power;
- crescita nelle tecnologie rinnovabili attraverso partnership, anche con operatori con competenze distintive nel settore (per ambiti tecnologici più innovativi).

CLIMATE CHANGE

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Climate change, riferito alla possibilità che si verifichino modifiche di scenario/condizioni climatiche che possano generare rischi fisici e rischi legati alla transizione energetica (normativi, di mercato, tecnologici e reputazionali) sui business di Eni nel breve, medio e lungo periodo.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Governance strutturata con ruolo centrale del CdA nella gestione dei principali aspetti legati al climate change e presenza di specifici comitati a supporto;
- piano di medio e lungo termine al 2050, che coniuga linee guida di sviluppo dei business per la progressiva trasformazione industriale con obiettivi ambiziosi di riduzione delle emissioni GHG associate ai prodotti energetici venduti da Eni nonché compensazione delle emissioni;
- piano quadriennale con previsione per ciascun business di azioni operative a sostegno e per l'attuazione della trasformazione industriale indicata nel piano di medio e lungo termine;
- inclusione di obiettivi legati alla transizione energetica nei piani di incentivazione del management;
- leadership nella disclosure e adesione a iniziative internazionali.

ESPOSIZIONE SU CONTRATTI A LUNGO TERMINE (CONTRATTI LONG TERM SUPPLY GAS)

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Contratti long term supply gas, riferito al possibile disallineamento del costo di fornitura e dei vincoli minimi di prelievo previsti dai contratti rispetto alle attuali condizioni di mercato.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Portafoglio supply diversificato e rinegoziazione di prezzi-volumi;
- bilanciamento portafoglio con vendite agli Hub, sia in Italia sia nel Nord Europa, dei volumi non destinati ai normali canali commerciali;
- difesa legale e presidio continuo nella gestione degli arbitrati e negoziati da parte di strutture organizzative dedicate.

RAPPORTI CON GLI STAKEHOLDER

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

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

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Integrazione degli obiettivi e dei progetti di sostenibilità (es. Community Investment) all'interno del Piano quadriennale e dei piani di incentivazione del management;
- piani di comunicazione mirati, sviluppo di iniziative di dialogo e confronto con il territorio, iniziative di comunicazione delle strategie ed attività di Eni attraverso i media con target prevalentemente istituzionale e, altresì, attraverso un piano di distribuzione internazionale cross-media di contenuti multimediali ai fini di brand Reputation & Recognition;
- iniziative di incontro e ascolto degli stakeholder e rafforzamento della presenza in aree critiche per intensificare la gestione dei rapporti con le istituzioni locali e il territorio.



Rischio esterno

BIOLOGICO



PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Biologico-diffusione di pandemie ed epidemie, riferito alla diffusione di pandemie ed epidemie e al deterioramento delle infrastrutture sanitarie e della capacità di risposta sanitaria.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Costante indirizzo e monitoraggio da parte dell'Unità di Crisi Eni per allineamento, coordinamento e identificazione azioni di risposta;
- predisposizione e implementazione, per tutte le consociate e linee datoriali di Eni, di un piano per la preparazione e risposta delle emergenze sanitarie (Medical Emergency Response Plan - MERP) finalizzato anche alla definizione di un business continuity plan;
- misure restrittive e di prevenzione (anche attraverso modalità alternative di lavoro) nelle sedi ufficio e nei siti operativi;
- coordinamento e centralizzazione dell'approvvigionamento dei dispositivi di protezione e dei dispositivi medici;
- gestione centralizzata dei servizi di emergenza sanitaria internazionale.

GEOPOLITICO



PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Geopolitico, riferito all'impatto di tematiche geopolitiche sulle scelte strategiche e operative del business.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Attività istituzionali con interlocutori nazionali e internazionali di riferimento per il superamento delle situazioni di crisi;
- monitoraggio del contesto, con focus su situazioni politico-istituzionali critiche e su aspetti normativi con potenziali impatti sul business;
- valorizzazione presenza Eni con attenzione a tematiche economiche e sociali dei paesi.

PAESE



PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Instabilità politica e sociale, riferito sia all'instabilità politica e sociale, sia a eventi criminali/bunkering all'interno del paese verso Eni e consociate, con potenziali ricadute in termini di minori produzioni, ritardi nei progetti, potenziali danni a persone e asset.

Global security risk, riferito ad azioni o eventi dolosi che possono arrecare danni alle persone e agli asset materiali e immateriali.

Credit & Financing Risk, relativo a difficoltà finanziarie dei partner, ritardo nell'incasso dei crediti.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Relazioni istituzionali con Ministeri/Autorità locali, impegno al rispetto dei diritti umani;
- presenza di un sistema di gestione dei rischi di security con analisi di misure preventive specifiche per paese e per sito e implementazione di piani di emergenza finalizzati alla massima sicurezza delle persone e della gestione di attività ed asset;
- stipula di piani di rientro specifici per paese con utilizzo di strumenti già collaudati di tipo contrattuale e/o finanziario;
- richiesta di garanzie sovrane e lettere di credito a tutela delle posizioni creditorie.

NORMATIVO SETTORE ENERGY



PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Normativo Settore Energy, riferito agli impatti su operatività e competitività dei business legati all'evoluzione della normativa del settore energy.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Presidio delle dinamiche legislative e regolatorie; dialogo con le istituzioni per rappresentare la posizione Eni;
- definizione azioni strategiche e operative in linea con l'evoluzione normativa: incremento capacità bioraffinazione, sviluppo del riciclo meccanico e chimico, utilizzo feedstock alternativi all'olio di palma, sviluppo biometano, ecc.



Rischio operativo

INCIDENTI

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

Rischi di **blow-out** e altri **incidenti agli asset** upstream, alle raffinerie e agli stabilimenti petrolchimici, nonché nel **trasporto degli idrocarburi e prodotti derivati via mare e via terra** (es. incendi, esplosioni, ecc.), con danni alle persone e agli asset ed impatti sulla redditività e sulla reputazione aziendale.

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Coperture assicurative;
- real time monitoring per i pozzi;
- monitoraggio proattivo degli eventi incidentali con identificazione dei weak signals in ambito Process Safety;
- improvement tecnologici e operativi e Asset Integrity Management;
- rating operatori attività di vetting;
- monitoraggio continuo dati tecnici e di trasporto, utilizzo personale qualificato, manutenzioni preventive;
- contract Risk Management (Pre/Post award);
- formazione continua.

CYBER SECURITY

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

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

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Modello di governance centralizzato della Cyber Security, con unità dedicate alla cyber intelligence e alla prevenzione, monitoraggio e gestione dei cyber attack;
- potenziamento di infrastrutture e servizi di Cyber Security Operations, rafforzamento dei sistemi di protezione delle postazioni di lavoro per la navigazione e la posta elettronica e del monitoraggio in funzione del ricorso massivo allo smart working a seguito dell'emergenza COVID-19
- costante aggiornamento e adeguamento dei presidi normativi dedicati alla gestione della sicurezza informatica e alla tutela delle informazioni;
- piani operativi di aumento della sicurezza anche a livello di siti industriali (italiani ed esteri), azioni di formazione e sensibilizzazione del personale;
- rafforzamento della cultura aziendale in ambito Cyber Security con particolare attenzione ai comportamenti chiave da adottare (es. smart working sicuro).

INDAGINI E CONTENZIOSI

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

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

AZIONI DI TRATTAMENTO

- Assistenza specialistica in favore di Eni SpA e delle Società Controllate non quotate italiane ed estere;
- monitoraggio continuo dell'evoluzione normativa e costante valutazione dell'adeguatezza dei modelli di presidio e controllo esistenti;
- rafforzamento del processo di assegnazione e gestione degli incarichi a professionisti esterni mediante nuove modalità volte a garantire trasparenza e tracciabilità;
- attività di formazione interna a tutti i livelli sulle tematiche di interesse;
- presidio dei rapporti con la Pubblica Amministrazione e definizione di percorsi per la gestione di problematiche rilevanti e per lo sviluppo del territorio;
- costante confronto con il Ministero dell'Ambiente sugli iter autorizzativi nell'ambito delle attività di bonifica;
- continuo monitoraggio dell'efficacia e dell'efficienza delle attività di bonifica;
- iniziative di comunicazione mirate;
- attività di audit sulla compliance alle normative anticorruzione e 231.



Governance

Integrità e trasparenza sono i principi che ispirano Eni nel delineare il proprio sistema di Corporate 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.

Inoltre, in linea con i principi definiti dal Consiglio di Amministrazione, Eni si impegna a realizzare un sistema di Corporate Governance ispirato a criteri di eccellenza, partecipando ad iniziative per migliorare il proprio sistema. Tra le varie iniziative, nel corso del 2020, ha partecipato ad iniziative promosse da enti e associazioni nazionali e internazionali, tra cui l'Enacting Purpose Initiative, promossa dalla Saïd Business School dell'Università di Oxford, per approfondire il tema dello scopo dell'impresa in termini di sostenibilità (cd. purpose). Inoltre, il 23 dicembre 2020, il Consiglio di Amministrazione di Eni ha deliberato l'adesione al nuovo Codice di Corporate Governance 2020, le cui raccomandazioni sono applicabili a partire dal 1° gennaio 2021.

Il nuovo Codice individua nel "successo sostenibile" l'obiettivo che deve guidare l'azione dell'organo di amministrazione e che si sostanzia nella creazione di valore nel lungo termine a beneficio degli azionisti, tenendo conto degli interessi degli altri stakeholder rilevanti per la società. Eni, peraltro, ha considerato fin dal 2006 l'interesse degli stakeholder diversi dagli azionisti come uno dei riferimenti necessari che gli Amministratori devono valutare nel prendere decisioni consapevoli.

In tale ottica, una comunicazione continua e trasparente con gli stakeholder è essenziale per comprendere meglio le loro esigenze ed è parte dell'impegno per assicurare l'effettivo esercizio dei diritti degli azionisti. Nel corso del 2020 è proseguito il dialogo con il mercato sulle tematiche di governance, per cogliere le opportunità derivanti da studi ed esperienze maturate nel contesto internazionale, pur in presenza di un contesto emergenziale che ha reso meno immediato il contatto, da ultimo anche in sede assembleare. Agli azionisti sono stati comunque garantiti tutti i diritti di legge e ulteriori strumenti informativi al fine di consentire il maggior coinvolgimento possibile.

La Corporate Governance di Eni

Modello di governance Eni

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

Nomina e composizione degli organi sociali

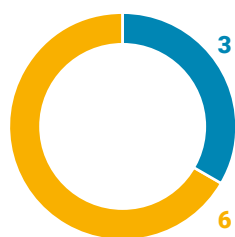
Il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale di Eni, così come i rispettivi Presidenti, sono nominati dall'Assemblea degli azionisti. Per consentire la presenza di consiglieri e sindaci designati dagli azionisti di minoranza, la nomina degli Amministratori avviene attraverso il meccanismo del voto di lista. Il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale in carica, nominati nel maggio 2020 fino all'assemblea di approvazione del bilancio 2022, sono composti rispettivamente da 9 e 5 componenti. Tre Consiglieri e due Sindaci effettivi, fra cui il Presidente del Collegio, sono stati nominati da azionisti diversi da quello di controllo, così garantendo alle minoranze un numero di rappresentanti superiore rispetto a quello previsto dalla legge. Per la composizione del Consiglio, l'Assemblea degli azionisti ha potuto tener conto degli orientamenti espressi al mercato dal precedente organo in termini di diversity, professionalità, esperienze e competenze, anche avuto riguardo

(1) Per maggiori approfondimenti sul sistema di Corporate Governance di Eni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari di Eni, redatta ai sensi dell'articolo 123-bis del D.Lgs. 58/1998 e pubblicata sul sito internet della Società, nella sezione Governance.

alle strategie della Società, alla sua trasformazione e al percorso di transizione energetica. Ne è risultato, quindi, un Consiglio bilanciato e diversificato. Anche il Collegio Sindacale ha espresso agli azionisti il proprio orientamento fornendo indicazioni sulla composizione dell'organo in relazione ai compiti che è chiamato a svolgere. La composizione del Consiglio e del Collegio Sindacale è diversificata anche in relazione al genere, conformemente alle previsioni di legge in materia e dello Statuto, che è stato modificato nel mese di febbraio 2020 perché fosse prontamente adeguato in vista del rinnovo degli organi sociali. In particolare, per 6 mandati consecutivi, gli organi di amministrazione e di controllo devono essere composti da almeno 2/5 del genere meno rappresentato. Inoltre, sulla base delle valutazioni effettuate il 14 maggio 2020 al momento dell'insediamento degli organi, il numero di Amministratori indipendenti presenti in Consiglio (7² dei 9 Amministratori in carica, di cui 8 non esecutivi) si conferma superiore alle previsioni statutarie e di autodisciplina.

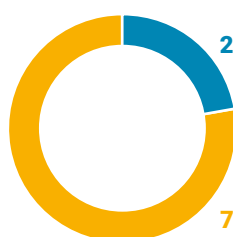
COMPOSIZIONE CDA

Lista di provenienza



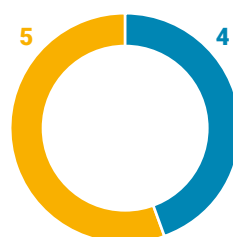
■ maggioranza
■ minoranza

Indipendenza^(a)



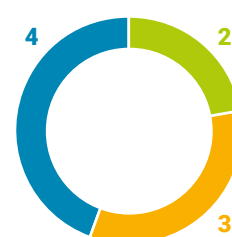
■ indipendenti
■ non indipendenti

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 2020.

La struttura del Consiglio

Il Consiglio di Amministrazione ha nominato il 14 maggio 2020 un Amministratore Delegato e ha costituito al proprio interno quattro comitati, con funzioni consultive e propositive: il Comitato Controllo e Rischi³, il Comitato Remunerazione⁴, il Comitato per le Nomine e il Comitato Sostenibilità e Scenari, i quali riferiscono, tramite i rispettivi Presidenti, in ciascuna riunione del Consiglio sui temi più rilevanti trattati.

Il Consiglio ha, inoltre, confermato l'attribuzione alla Presidente di un ruolo rilevante nei controlli interni, in particolare con riferimento alla funzione Internal Audit, del cui Responsabile propone al Consiglio di Amministrazione, d'intesa con l'Amministratore Delegato nomina, revoca, remunerazione e risorse — fermo il supporto al Consiglio del Comitato Controllo e Rischi e del Comitato per le Nomine, per quanto di competenza, e sentito il Collegio

(2) Ci si riferisce all'indipendenza ai sensi di legge, cui lo Statuto di Eni rinvia; ai sensi del Codice di Autodisciplina all'epoca vigente erano indipendenti 5 dei 9 Amministratori in carica.

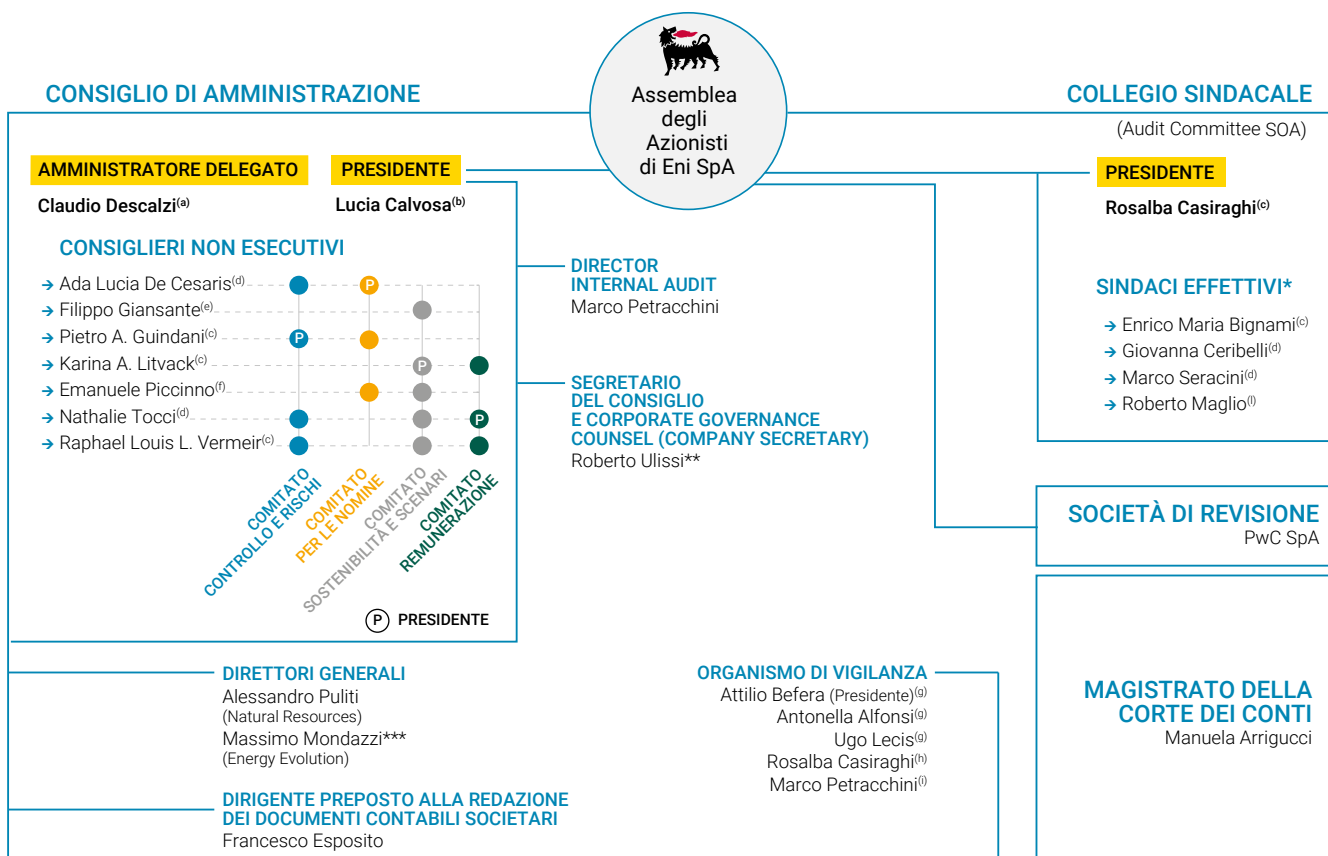
(3) Con riferimento alla composizione del Comitato Controllo e Rischi, Eni prevede che almeno due componenti possiedano un'adeguata esperienza in materia contabile, finanziaria o di gestione dei rischi, rafforzando la Raccomandazione del Codice di Autodisciplina, confermata dal nuovo Codice di Corporate Governance che ne raccomanda uno soltanto. A tal proposito, il 14 maggio 2020 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha valutato che 2 dei 4 componenti del Comitato, fra cui il Presidente, possedevano l'esperienza sopra indicata.

(4) Il Regolamento del Comitato Remunerazione prevede, in linea con la Raccomandazione del Codice di Autodisciplina, confermata dal nuovo Codice di Corporate Governance, che almeno un componente possieda un'adeguata conoscenza ed esperienza in materia finanziaria o di politiche retributive, valutate dal Consiglio al momento della nomina. A tal proposito, il 14 maggio 2020 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha valutato che tutti e 3 i componenti del Comitato possiedono la conoscenza ed esperienza sopra indicate. La composizione del Comitato in termini di conoscenza ed esperienza risulta quindi migliorativa rispetto alle previsioni del Codice di Corporate Governance e del proprio Regolamento.

Sindacale – gestendone direttamente il rapporto per conto del Consiglio (fatta salva la dipendenza funzionale dal Comitato Controllo e Rischi e dall'Amministratore Delegato, quale amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi); la Presidente è inoltre coinvolta nei processi di nomina degli altri principali soggetti di Eni incaricati dei controlli interni e gestione dei rischi, quali il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari, i componenti dell'Organismo di Vigilanza, il Responsabile Risk Management Integrato e il Responsabile Compliance Integrata.

Il Consiglio, infine, su proposta della Presidente, nomina il Segretario del Consiglio, con compiti di assistenza e consulenza nei confronti della Presidente, dei singoli consiglieri e del Consiglio⁵. In ragione di questo ruolo, il Segretario – che dipende gerarchicamente e funzionalmente dal Consiglio stesso e, per esso, dalla Presidente – deve essere in possesso di requisiti di professionalità, come previsto dal Codice di Corporate Governance, e la Presidente vigila sulla sua indipendenza.

Si fornisce, di seguito, una rappresentazione grafica di sintesi della struttura di Corporate Governance della Società riferita al 31 dicembre 2020:



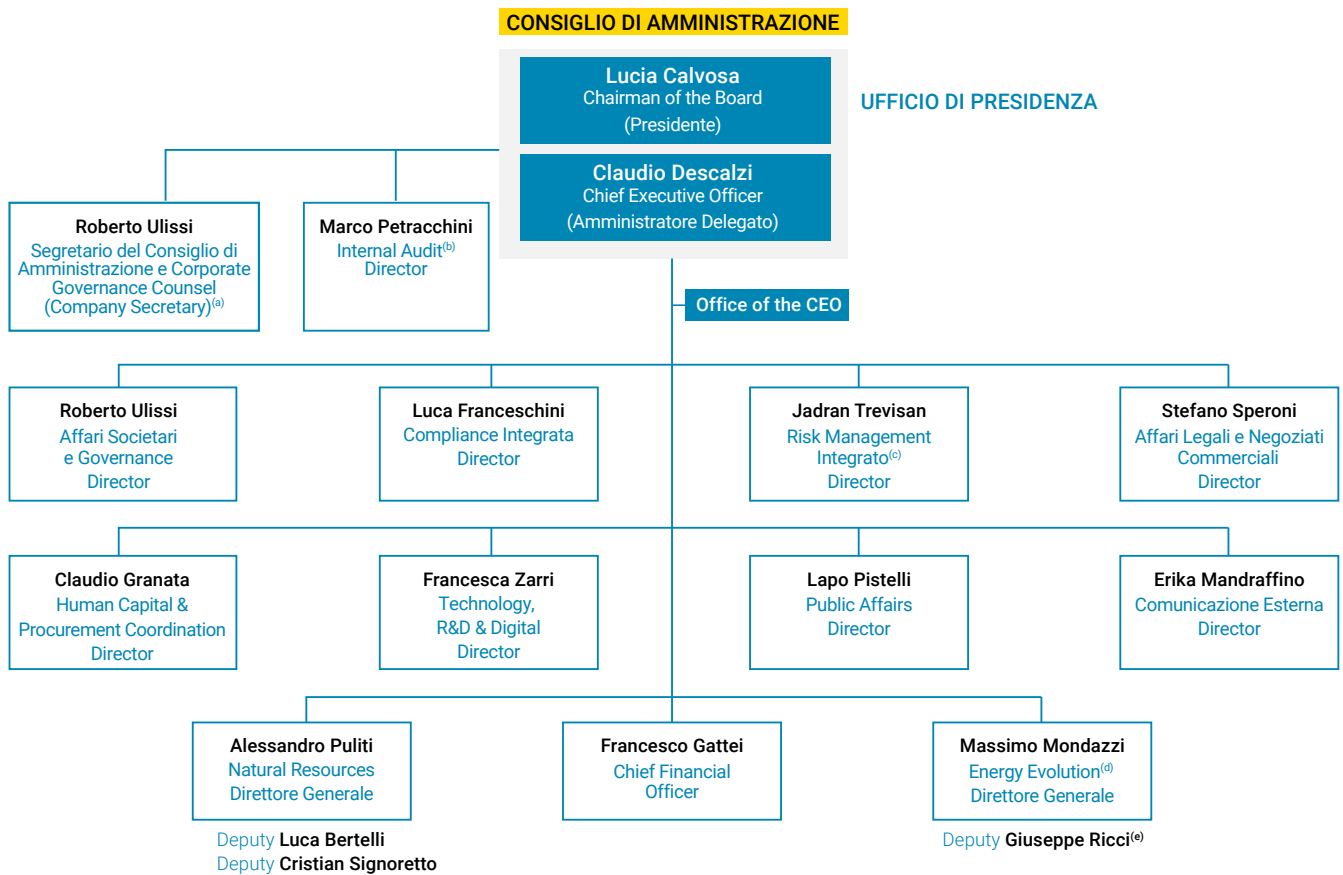
- (a) Componente eletto dalla lista di maggioranza.
 (b) Componente eletta dalla lista di maggioranza, non esecutiva e indipendente ai sensi di legge.
 (c) Componente eletto dalla lista di minoranza e indipendente ai sensi di legge e di autodisciplina.
 (d) Componente eletto dalla lista di maggioranza e indipendente ai sensi di legge e di autodisciplina.
 (e) Componente eletto dalla lista di maggioranza, non esecutivo.
 (f) Componente eletto dalla lista di maggioranza, non esecutivo e indipendente ai sensi di legge.
 (g) Componente esterno.

- (h) Presidente del Collegio Sindacale.
 (i) Director Internal Audit.
 (l) Roberto Maglio - Sindaco Supplente eletto dalla lista di maggioranza, subentrato al Sindaco Effettivo Mario Notari dal 1° settembre 2020.

- * Sindaco Supplente: Claudia Mezzabotta - componente eletto dalla lista di minoranza.
 ** Anche Director Affari Societari e Governance. Dal 1° gennaio 2021 il Segretario del CdA e Board Counsel è Luca Franceschini, anche Director Compliance Integrata.
 *** Dal 1° gennaio 2021 il Direttore Generale Energy Evolution è Giuseppe Ricci.

(5) Lo Statuto del Segretario del Consiglio e Board Counsel è disponibile sul sito internet di Eni, nella sezione Governance.

Di seguito una rappresentazione grafica della macrostruttura organizzativa di Eni SpA riferita al 31 dicembre 2020:



(a) Dipende gerarchicamente e funzionalmente dal Consiglio e, per esso, dalla Presidente. Dal 1° gennaio 2021 Segretario del Consiglio di Amministrazione e Board Counsel è Luca Franceschini.

(b) Il Responsabile della funzione Internal Audit dipende gerarchicamente dal Consiglio e, per esso, dalla Presidente, fatta salva la dipendenza funzionale dello stesso dal Comitato Controllo e Rischi e dall'Amministratore Delegato quale amministratore incaricato di sovrintendere al sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

(c) Dal 1° gennaio 2021 il Director Risk Management Integrato è Grazia Fimiani.

(d) Dal 1° gennaio 2021 il Direttore Generale Energy Evolution è Giuseppe Ricci.

(e) Fino al 31 dicembre 2020.

I processi decisionali

Il Consiglio ha affidato la gestione della Società all'Amministratore Delegato, riservandosi in via esclusiva le attribuzioni strategiche, operative e organizzative più rilevanti, in particolare in materia di governance, 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, inclusi alcuni importanti interventi in materia di sistema di controllo interno e gestione dei rischi e di compliance. In particolare, il Consiglio ha deciso di porre la funzione di Risk Management Integrato alle dirette dipendenze dell'Amministratore Delegato e di costituire, parimenti alle dirette dipendenze di quest'ultimo, anche una funzione competente in materia di Compliance Integrata, separata dalla funzione Legale. Inoltre, a giugno 2020, il Consiglio ha ridefinito la struttura organizzativa della Società con la costituzione di due Direzioni Generali (Energy Evolution e Natural Resources), varando un nuovo assetto coerente con la mission aziendale e funzionale al raggiungimento degli obiettivi strategici.

(6) Per approfondimenti in tema di informazioni non finanziarie si rinvia alla sezione della presente Relazione relativa alla Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario, ai sensi del D.Lgs. n. 254/2016.

Fra i compiti più rilevanti del Consiglio vi è la nomina dei ruoli chiave della gestione e del controllo aziendale, quali il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari e il Responsabile Internal Audit, nonché la nomina dell'Organismo di Vigilanza. A tal fine, il Consiglio è supportato dal Comitato per le Nomine.

Flussi informativi

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

L'adeguatezza e tempestività dei flussi informativi verso il Consiglio di Amministrazione è oggetto di periodica valutazione da parte del Consiglio nell'ambito del processo annuale di autovalutazione (cfr. paragrafo successivo).

Formazione e autovalutazione

Annualmente il Consiglio, supportato da un consulente esterno, effettua la propria autovalutazione ("Board Review")⁷, di cui costituiscono elementi essenziali il confronto con le best practice nazionali e internazionali e una riflessione sulle dinamiche consiliari, anche al fine di proporre agli azionisti orientamenti sui profili per la composizione ottimale del futuro Consiglio. A seguito della Board Review, il Consiglio, se necessario, condivide un action plan per migliorare il funzionamento dell'organo e dei suoi comitati. Inoltre, il Consiglio Eni, nel definire le modalità di svolgimento della Board Review valuta anche se effettuare una "Peer Review" dei consiglieri, consistente nel giudizio di ciascun consigliere sul contributo fornito singolarmente dagli altri consiglieri ai lavori del Consiglio. La Peer Review, completata per cinque volte negli ultimi 9 anni e da ultimo avviata contestualmente alla Board Review 2020, rappresenta una best practice fra le società quotate italiane; Eni è stata una delle prime società italiane a effettuarla sin dal 2012. Inoltre, il Collegio Sindacale anche nel 2020 ha svolto la propria autovalutazione.

A supporto del Consiglio e del Collegio Sindacale, Eni predispone da diversi anni un programma di Induction, basato sulle presentazioni delle attività e dell'organizzazione di Eni da parte del top management. Nel corso del 2020, a seguito della nomina del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale, si sono tenute numerose sessioni di induction aperte a Consiglieri e Sindaci, nell'ambito di riunioni sia del Consiglio e del Collegio Sindacale sia dei Comitati consiliari, su tematiche di competenza dei Comitati stessi. In particolare, tra i temi affrontati si segnalano quelli relativi alla struttura aziendale e al suo modello di business, alla mission e al percorso di decarbonizzazione di Eni, alla sostenibilità, alla governance, alla compliance, al sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, a tematiche contabili e fiscali, alla politica di remunerazione e al capitale umano.

La governance della sostenibilità

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

(7) Per maggiori approfondimenti sul processo di Board Review si rinvia al paragrafo alla stessa dedicato nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2020.

In particolare, un tema centrale su cui il CdA riveste un ruolo chiave è la sfida legata al processo di transizione energetica verso un futuro low carbon⁸.

Al riguardo si segnala che il processo di autovalutazione relativo all'ultimo anno di mandato, svolto con il supporto di un consulente esterno indipendente e completato a febbraio 2020, anche in funzione della definizione degli orientamenti sulla composizione del futuro consiglio⁹, ha fornito agli Amministratori l'occasione di riflettere in maniera specifica sul cambiamento climatico e sul ruolo del Consiglio rispetto a questa sfida futura. Il Consiglio è apparso pienamente consapevole degli impatti del cambiamento climatico sulle attività di Eni e ha confermato in linea generale di essere adeguatamente informato sui principali aspetti anche normativi. I Consiglieri hanno condiviso il ruolo del Board nella definizione di una governance orientata all'obiettivo del contrasto al cambiamento climatico, anche rispetto al monitoraggio della road map degli impegni di Gruppo per contrastare tale fenomeno, e alla costante valutazione dei rischi e opportunità associati.

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

Inoltre, proseguendo nel percorso di trasformazione, nel mese di settembre 2019 il CdA di Eni ha approvato una nuova Mission aziendale, che prende ispirazione dai 17 Obiettivi di sviluppo sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite e mette in luce i valori di Eni relativi al clima, all'ambiente, all'accesso all'energia, alla cooperazione e alle partnership per lo sviluppo, al rispetto delle persone e dei diritti umani. La mission evidenzia i principi che sono alla base del modello di business dell'azienda volto all'integrazione della sostenibilità in tutte le attività dell'azienda e che ha riguardo, oltre che per clima e ambiente, anche per la crescita, la valorizzazione e la formazione delle risorse umane, considerando la diversità come opportunità.

I PRINCIPALI TEMI DI SOSTENIBILITÀ AFFRONTATI DAL CONSIGLIO NEL 2020

- Strategia finanziaria di sostenibilità e reportistica di sostenibilità 2020
- Rendicontazione di sostenibilità 2019: "Eni for"
- Aggiornamento dichiarazione ai sensi dello UK "Modern Slavery Act"
- Relazione Finanziaria 2019, inclusa la Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF)
- Relazione sulla remunerazione, che include obiettivi di sostenibilità nella definizione dei piani di performance
- Risultati HSE 2019
- Piano quadriennale e di lungo termine (che include obiettivi sui temi non finanziari)

Ulteriori tematiche sono state affrontate nell'ambito delle attività di induction sopra richiamate: in particolare, oltre ai temi già citati, si segnalano tra l'altro anche le tematiche relative al compliance programme anticorruzione, al Codice Etico, ai piani di successione, alla valorizzazione delle professionalità tecniche e all'evoluzione delle competenze in Eni.

(8) Per approfondimenti sul ruolo del CdA nel processo di transizione energetica e nel perseguimento del successo sostenibile si rinvia alla sezione della presente Relazione relativa alla Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario, ai sensi del D.Lgs. n. 254/2016.

(9) Sulla scorta degli esiti del processo di autovalutazione, il Consiglio uscente ha espresso agli azionisti il già citato orientamento sulla composizione del futuro consiglio che ha evidenziato l'opportunità della presenza nel Consiglio da nominare, tra l'altro, di professionalità in possesso di competenze ed esperienze adeguate per una piena condizione del percorso di decarbonizzazione nonché, con specifico riferimento al tema della transizione energetica e alla sua centralità nel piano strategico di Eni, l'importanza di professionalità con esperienza in contesti di cambiamento strategico di analoga complessità su scala globale, e "soft skills" quali la capacità di integrare le tematiche di sostenibilità nella visione del business.

Grazie al crescente impegno nella trasparenza ed al modello di business costruito da Eni negli ultimi anni per creare valore sostenibile nel lungo termine, il titolo Eni ha conseguito le prime posizioni nei più diffusi rating ESG e confermato la propria presenza nei principali indici ESG¹⁰.

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 Società¹¹.

La Politica di Remunerazione

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

A tal fine, la remunerazione del top management di Eni è definita in relazione ai ruoli e alle responsabilità attribuite, considerando i riferimenti di mercato applicabili per posizioni analoghe, nell'ambito di panel di imprese con caratteristiche di business comparabili con Eni. Nell'ambito della Politica di Remunerazione Eni assume particolare rilevanza la componente variabile, anche a base azionaria, attraverso sistemi di incentivazione connessi al raggiungimento di obiettivi predeterminati, misurabili e tra loro complementari, che rappresentano compiutamente le priorità essenziali della Società, in coerenza con il Piano Strategico e con le aspettative di azionisti e stakeholder, allo scopo di promuovere un forte orientamento ai risultati e di coniugare la solidità operativa, economica e finanziaria con la sostenibilità sociale e ambientale, in coerenza con la natura a lungo termine del business esercitato e con i connessi profili di rischio.

La Politica definita per il mandato 2020-2023 prevede pertanto il mantenimento, nel Piano di Incentivazione di Breve Termine con differimento, di un obiettivo di sostenibilità ambientale e capitale umano (peso 25%), focalizzato sui temi di sicurezza e di riduzione dell'intensità delle emissioni GHG (dirette e indirette), nonché l'introduzione di un nuovo indicatore relativo l'incremento della capacità installata nell'ambito delle fonti rinnovabili (peso 12,5%), in sostituzione del parametro relativo alle risorse esplorative.

Il Piano di Incentivazione di Lungo Termine di tipo azionario 2020-2022, prevede inoltre un obiettivo relativo ai temi di sostenibilità ambientale e transizione energetica (peso complessivo 35%), articolato su una serie di traguardi connessi ai processi di decarbonizzazione e transizione energetica e all'economia circolare.

La Politica sulla Remunerazione è descritta nella prima sezione della "Relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti", disponibile sul sito internet della Società (www.eni.com) ed è sottoposta, al voto vincolante degli azionisti in Assemblea, con la cadenza richiesta dalla sua durata, e comunque almeno ogni tre anni o in occasione di modifiche alla stessa¹².

Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi¹³

Eni adotta un sistema di controllo interno e di gestione dei rischi integrato e diffuso a vari livelli dell'assetto organizzativo e societario, costituito dall'insieme delle regole, procedure e strutture organizzative finalizzate ad una effettiva ed efficace identificazione, misurazione, gestione e monitoraggio dei principali rischi, al fine di contribuire al successo sostenibile della società.

(10) Si rimanda al paragrafo "Rapporti con gli azionisti e il mercato" della Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2020 ed alla pagina Investor Relations del sito per gli aggiornamenti puntuali su indici e rating ESG di rilevanza per i mercati finanziari.

(11) Per maggiori approfondimenti sulle attività svolte dal Comitato nel corso del 2020 si rinvia al paragrafo allo stesso dedicato nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2020.

(12) Ai sensi di quanto previsto dall'art.123-ter, comma 3-bis, del D.Lgs. n. 58/98.

(13) Per maggiori informazioni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2020.

Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi trova fondamenta anche nel Codice Etico di Eni, che prescrive i canoni di condotta per una gestione corretta del business, al cui rispetto sono tenuti i componenti del Consiglio, così come i componenti degli altri organi sociali e qualunque terza parte che collabori o lavori in nome o per conto o nell'interesse di Eni.

La Società ha adottato uno strumento normativo per la disciplina integrata del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, le cui linee di indirizzo sono state approvate dal Consiglio di Amministrazione. Inoltre, aderendo al nuovo Codice di Corporate Governance, il Consiglio di Amministrazione Eni, ha stabilito diverse azioni di adeguamento e modalità applicative e migliorative relative alle raccomandazioni in materia di sistema di controllo interno e gestione dei rischi, già riconosciuto in linea con le migliori pratiche di governo societario¹⁴. Nel corso del 2018 è stata completata la definizione del modello di riferimento del processo di Compliance Integrata, che insieme al Modello 231 e al Codice Etico, è finalizzato ad assicurare che tutte le persone che contribuiscono al raggiungimento degli obiettivi di business operino nel pieno rispetto delle regole di integrità, delle leggi e delle normative applicabili in un quadro regolamentare nazionale e internazionale sempre più complesso definendo un processo articolato, sviluppato con un approccio risk-based, per la gestione delle attività di prevenzione delle non-conformità.

In quest'ottica sono state elaborate metodologie di valutazione dei rischi finalizzate a modulare i controlli, a calibrare le attività di monitoraggio e a pianificare le attività di formazione e comunicazione in funzione del rischio di compliance sottostante le diverse fattispecie, per massimizzarne l'efficacia e l'efficienza. Il processo di Compliance Integrata è stato disegnato in modo da stimolare l'integrazione tra chi opera nelle attività di business e le funzioni aziendali poste a presidio dei vari rischi di compliance, siano esse interne o esterne alla funzione Compliance Integrata.

Inoltre, il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato, su proposta dell'Amministratore Delegato, con parere favorevole del Comitato Controllo e Rischi, la normativa interna in materia di Abuso delle Informazioni di Mercato (Emittenti) che, aggiornando per gli aspetti relativi agli "emittenti" la precedente normativa Eni, recepisce le modifiche introdotte dal Regolamento n. 596/2014/UE del 16 aprile 2014 e dai relativi Regolamenti di attuazione, nonché dalle norme nazionali, tenendo conto degli orientamenti istituzionali italiani ed esteri in materia.

La normativa disciplina i principi di comportamento per la tutela della riservatezza delle informazioni aziendali in generale, per promuoverne il massimo rispetto, come richiesto anche dal Codice Etico di Eni e dalle misure di sicurezza aziendali. Eni riconosce, infatti, che le informazioni sono un asset strategico, che deve essere gestito in modo da assicurare la tutela degli interessi dell'impresa, degli azionisti e del mercato. Parte integrante del sistema di controllo interno di Eni è il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria, che ha l'obiettivo di fornire la ragionevole certezza sull'attendibilità dell'informativa finanziaria stessa e sulla capacità del processo di redazione del bilancio di produrre tale informativa in accordo con i principi contabili internazionali di generale accettazione.

La responsabilità di progettare, istituire e mantenere nel tempo il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria è affidata all'Amministratore Delegato e al Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari che si avvale della struttura del Chief Financial Officer. Un ruolo centrale nell'ambito del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi della Società è svolto dal Collegio Sindacale che, oltre alle funzioni di vigilanza e controllo previste dal Testo Unico della Finanza, vigila sul processo di informativa finanziaria e sull'efficacia dei sistemi di controllo interno e di gestione del rischio, in coerenza con quanto previsto dal Codice di Corporate Governance, anche nella veste di "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile", ai sensi della normativa italiana, e di "Audit Committee" ai fini della normativa statunitense.

(14) Per maggiori informazioni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2020.

Natural Resources



La Direzione Generale Natural Resources è impegnata nella valorizzazione in ottica sostenibile del portafoglio upstream Oil & Gas con l'obiettivo di ridurre la sua impronta carbonica attraverso una forte azione di efficienza energetica e l'espansione della componente gas, gestendo anche la commercializzazione all'ingrosso. Inoltre, è impegnata nello sviluppo di progetti di cattura e compensazione delle emissioni di CO₂ e di progetti di conservazione delle foreste (REDD+).

Oltre al business Exploration & Production, la Direzione include i risultati del business della commercializzazione del gas all'ingrosso e del GNL, nonché i risultati del business di risanamento ambientale e riqualificazione svolto dalla controllata Eni Rewind.



€1,55 mld

Utile operativo adjusted
Exploration & Production

€326 mln

Utile operativo adjusted GGP
superiore alle aspettative
+69% vs. 2019

1,73 mln
boe/giorno

Produzione idrocarburi
in linea con la guidance
ridefinita a seguito del COVID-19

400 mln di boe

Nuove risorse esplorative
equity scoperte al costo
competitivo di 1,6 \$/boe

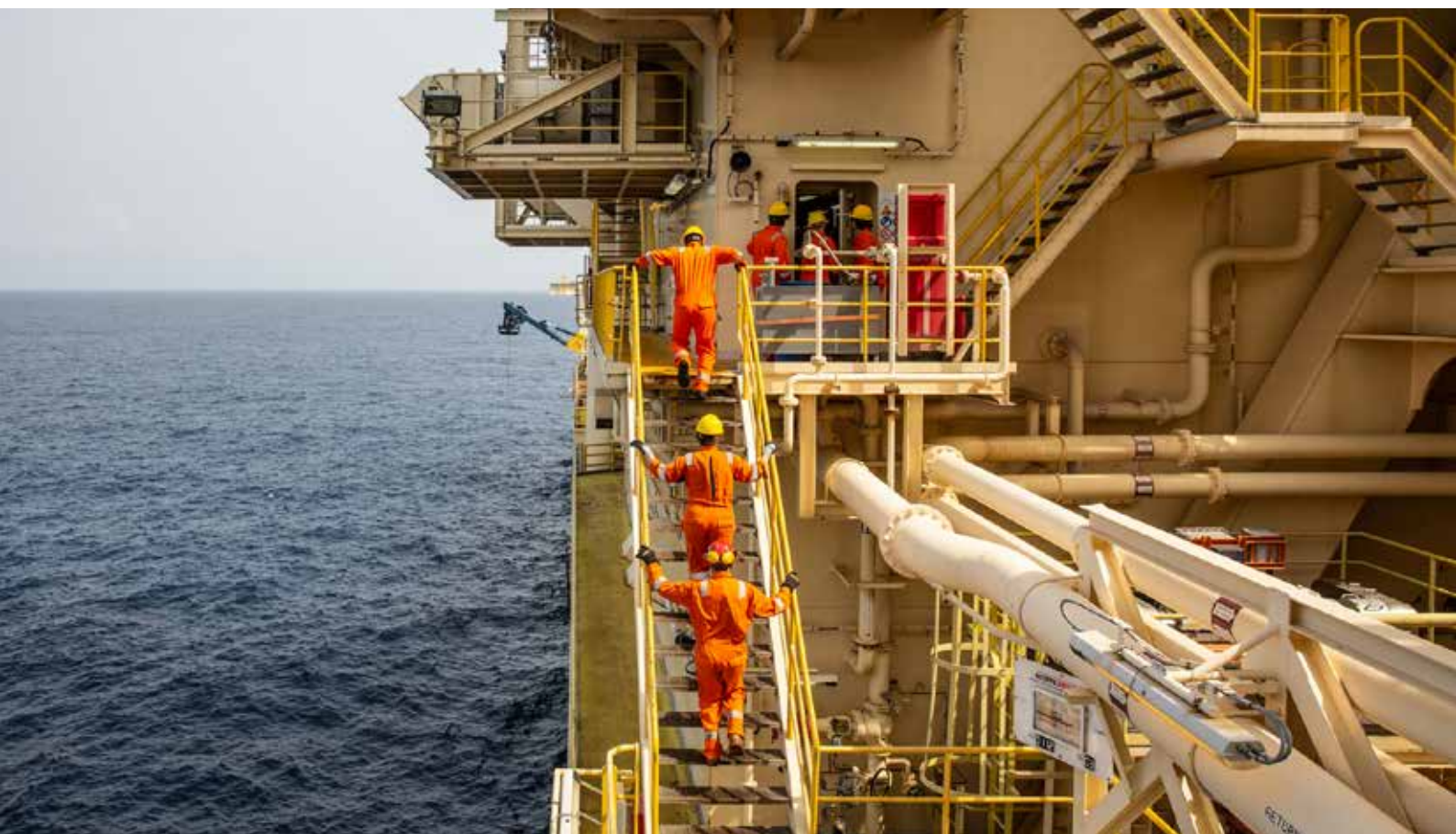
1,5 mln di
tonnellate di CO₂eq.

Offset emissioni
da Forestry REDD+

11,4 mln di
tonnellate di CO₂eq.

Net Carbon footprint upstream
-23% vs. 2019

Exploration & Production



1,73 mln boe/g

Produzione idrocarburi in linea con la guidance ridefinita a seguito del COVID-19

6,9 mld di boe

Riserve certe nel 2020
tasso di rimpiazzo all sources
96% media triennale

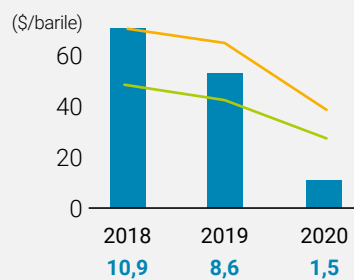
400 mln di boe

Nuove risorse esplorative
equity scoperte al costo
competitivo di 1,6 \$/boe

1,5 mln tonn. CO₂eq.

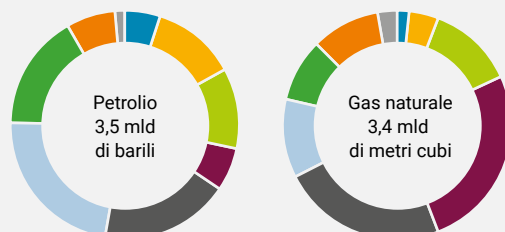
Offset emissioni da
Forestry REDD+

Scenario vs. Performance



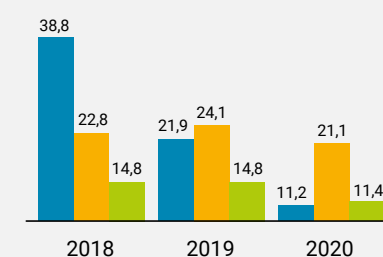
■ Utile operativo adjusted (€ mld)
— Brent
— Eni - prezzi medi di realizzo idrocarburi

Riserve 2020



■ Italia
■ Resto d'Europa
■ Africa Settentrionale
■ Egitto
■ Africa Sub-Sahariana
■ Kazakhstan
■ Resto dell'Asia
■ America
■ Australia e Oceania

Verso zero emissioni nette



■ Emissioni fuggitive di metano (mgl di ton. di CH₄)
■ Emissioni dirette di GHG (Scope 1) (mln di ton. di CO₂eq.)
■ Net Carbon Footprint upstream (mln di ton. di CO₂eq.)

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,28	0,33	0,30
di cui: dipendenti		0,18	0,18	0,29
contrattisti		0,31	0,37	0,30
Profit per boe ^{(a)(b)}	(\$/boe)	3,8	7,7	6,7
Opex per boe ^(c)		6,5	6,4	6,8
Cash flow per boe		9,8	18,6	22,5
Finding & Development cost per boe ^{(b)(c)}		17,6	15,5	10,4
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi		28,92	43,54	47,48
Produzione di idrocarburi ^(c)	(migliaia di boe/giorno)	1.733	1.871	1.851
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	6.905	7.268	7.153
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,9	10,6	10,6
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	43	92	100
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	9.815	10.272	10.448
di cui all'estero		6.123	6.781	6.971
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(d)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	21,1	24,1	22,8
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata ^{(d)(e)}	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di boe)	20,0	19,6	21,4
Emissioni fuggitive di metano ^(d)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	11,2	21,9	38,8
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine ^(d)	(miliardi di Sm ³)	1,0	1,2	1,4
Net Carbon Footprint upstream (emissioni di GHG Scope 1 + Scope 2) ^(f)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	11,4	14,8	14,8
Oil spill operativi (>1 barile) ^(d)	(barili)	882	985	1.595
Acqua di formazione reiniettata ^(d)	(%)	53	58	60

(a) Relativo alle società consolidate.

(b) Media triennale.

(c) Include la quota Eni delle joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

(d) Calcolato sul 100% degli asset operati.

(e) Produzione lorda di idrocarburi da giacimenti interamente operati da Eni (100%) pari a: 1.009 mln di boe, 1.114 mln di boe e 1.067 mln di boe, rispettivamente nel 2020, 2019 e 2018.

(f) Calcolato su base equity ed include i carbon sink.

Performance dell'anno

- L'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro si attesta allo 0,28 con un decremento del 15%, confermando l'impegno Eni nelle diverse attività per la riduzione degli infortuni.
- Emissioni dirette di GHG (Scope 1) da asset operati in riduzione del 12% per effetto del calo delle attività in relazione all'emergenza sanitaria.
- Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata in aumento del 2% rispetto al 2019 per effetto del calo delle produzioni in relazione all'emergenza sanitaria e del calo della domanda gas in Egitto, le cui produzioni sono associate a un basso impatto emissivo.
- Emissioni fuggitive da metano in asset operati in riduzione del 49% rispetto al 2019, principalmente grazie al completamento delle campagne di monitoraggio e delle attività di manutenzione. La riduzione complessiva rispetto al 2014 è pari al 90%, confermando il raggiungimento in anticipo del target di riduzione dell'80% fissato per il 2025.
- Net Carbon Footprint upstream (emissioni di GHG Scope 1 + Scope 2 contabilizzate su base equity) in riduzione del 23% rispetto al 2019 per effetto dei cali produttivi registrati in relazione all'emergenza sanitaria e a seguito della compensazione tramite l'utilizzo di crediti.
- Volumi di idrocarburi inviati a flaring di processo in asset operati in riduzione del 14% rispetto al 2019 per il raggiungimento dello zero flaring di processo in Angola, presso il sito di West Hub nel mese di luglio, e il fermo delle attività per forza maggiore presso i giacimenti di Bu-Attifel ed El-Feel in Libia.
- Oil spill operativi in riduzione del 10% rispetto al 2019 grazie alle misure tecniche adottate nelle attività operative.

- Acqua di formazione reiniettata in riduzione rispetto al 2019 (-8,9%) a causa delle fermate in Libia, nonché dei problemi tecnici in Congo, presso i giacimenti di Loango e Zatchi, e in Nigeria, presso il giacimento di Ebocha.
- Nel 2020 il settore E&P ha registrato l'utile operativo adjusted di €1.547 milioni, con una contrazione dell'82%, penalizzato dallo scenario recessivo a causa degli effetti della pandemia COVID-19 che si sono riflessi sia sui prezzi di realizzo degli idrocarburi e sia sui livelli produttivi, penalizzati dalle azioni di ottimizzazione degli investimenti per preservare il cash flow, dai tagli dell'OPEC+, nonché dal calo della domanda gas.
- Produzioni di idrocarburi pari a 1,73 milioni di boe/giorno, in riduzione del 7% rispetto al 2019. Al netto dell'effetto prezzo, il calo della produzione è dovuto agli effetti del COVID-19, ai correlati tagli produttivi dell'OPEC+ e alla riduzione della domanda gas (principalmente Egitto). Il contributo da avvio/ramp-up pari a 109 mila boe/giorno e i contributi del portafoglio (Norvegia) sono stati in parte compensati dalla minore spettanza in Libia, prevalentemente per un fattore contrattuale, nonché dal declino dei giacimenti maturi.
- Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2020 ammontano a 6,9 miliardi di boe, determinate sulla base del prezzo del marker Brent di 41 \$/barile. Il tasso di rimpiazzo all sources è pari al 43%. Media triennale del tasso di rimpiazzo all sources pari al 96%. La vita utile residua delle riserve è di 10,9 anni (10,6 anni nel 2019).

Percorso di decarbonizzazione

- Nell'ambito della strategia di neutralità carbonica di lungo termine di Eni, i progetti in fase di avvio per la cattura di CO₂ e lo stoccaggio in giacimenti operati offshore in via di esaurimento, ovvero il riutilizzo in altri cicli produttivi, rappresentano un elemento fondamentale nel processo di decarbonizzazione upstream e delle altre linee di business. In particolare, è stata assegnata da parte dell'autorità Oil & Gas britannica una licenza per lo stoccaggio di CO₂, per la realizzazione di un progetto di CCS nell'area della Baia di Liverpool che contribuirà agli obiettivi di decarbonizzazione delle zone industriali dell'Inghilterra nord-occidentale e del Galles settentrionale. In Italia è stato avviato un programma per la realizzazione di un hub per la cattura e lo stoccaggio della CO₂ nei giacimenti esausti nell'offshore di Ravenna con un potenziale di oltre 500 milioni di tonnellate/anno. Questi progetti sono il frutto delle competenze Eni nella ricerca di soluzioni efficaci nella lotta al cambiamento climatico. Facendo leva sullo sviluppo di progetti CCS, il target è di raggiungere una capacità di stoccaggio pari a 7 milioni di tonnellate/anno nel 2030.
- Avviate le iniziative focalizzate sulla protezione, conservazione e gestione sostenibile delle foreste, principalmente nei Paesi in via di sviluppo, attraverso i progetti inquadrati nello schema REDD+, come parte del processo di decarbonizzazione di Eni. In particolare, nel novembre 2020 è stata conseguita la prima generazione di crediti di carbonio dal progetto Luangwa Community Forest Project nella Repubblica dello Zambia per la compensazione di emissioni GHG equivalenti a 1,5 milioni di tonnellate di CO₂. Eni continua a valutare ulteriori iniziative in diversi Paesi attraverso l'avvio di altre partnership con governi e sviluppatori internazionali in Africa, America Latina ed Asia. L'obiettivo nel lungo termine è una progressiva crescita di tali iniziative fino a disporre di un portafoglio annuale di crediti di carbonio in grado di compensare oltre 40 milioni di tonnellate di CO₂ entro il 2050.

Esplorazione

- L'attività esplorativa ottiene nel 2020 risultati eccellenti nonostante la riduzione degli investimenti di circa il 50% rispetto al 2019. Sono state scoperte nuove risorse pari a 400 milioni di boe al costo competitivo di 1,6 \$/barile. L'esplorazione si conferma ancora elemento distintivo del modello upstream di Eni mantenendo un rispettabile track record di rimpiazzo delle produzioni con risorse scoperte pari a oltre 6 miliardi di boe negli ultimi sette anni, ampiamente superiori alla produzione cumulata del periodo a un costo unitario medio inferiore a 1,5 \$/barile.
- Successi esplorativi conseguiti nell'esplorazione di prossimità al fine di assicurare un rapido contributo ai cash flow. In questo ambito si evidenziano le scoperte near-field in Egitto e poi in Tunisia, Norvegia, Algeria ed Angola, dove l'appraisal di Agogo ha stimato 1 miliardo di boe in posto. Importanti risultati sono stati ottenuti anche nell'esplorazione di frontiera con la scoperta a gas/condensati di Mahani nell'onshore dell'Emirato di Sharjah (EAU), a solo un anno dalla firma dei contratti, l'appraisal del giacimento Ken Bau nell'offshore del Vietnam che ha consentito di delineare un giant e la scoperta di Saasken nell'offshore del Messico che consolida la posizione di Eni nel Paese. La rilevanza di tali successi apre opportunità di possibili monetizzazioni anticipate in applicazione del dual exploration model.

- Il portafoglio esplorativo è stato rinnovato attraverso l'acquisizione di circa 23.600 chilometri di nuovo acreage, in particolare in Albania, Oman, Emirati Arabi Uniti, Angola, Indonesia, Norvegia tramite la JV Vår Energi ed Egitto. Inoltre, sono state rinnovate licenze esplorative in Kenia nell'ambito di una partnership di lungo termine con il Paese per l'accesso all'energia e la decarbonizzazione.
- I costi di ricerca esplorativa sostenuti nel 2020 sono pari a €510 milioni (€489 milioni nel 2019) ed includono le radiazioni di pozzi di insuccesso pari a €314 milioni (€214 milioni nel 2019) relativi anche alla radiazione di diritti esplorativi unproved, laddove presenti, associati ai progetti con esito negativo. Le radiazioni hanno riguardato principalmente i progetti in Libia, Stati Uniti, Angola, Egitto, Oman, Messico e Libano. A fine esercizio risultano 86 pozzi in progress (46,0 in quota Eni).

Sviluppo

- Conseguito lo start-up produttivo dei progetti:
 - in Algeria, nell'area del Berkine Nord (Eni 49%) con il progetto gas attraverso lo sviluppo accelerato delle risorse;
 - in Congo, con il progetto Nené Marine fase 2B nel blocco Marine XII (Eni 65%, operatore);
 - in Angola, con il giacimento a olio Agogo nel Blocco offshore 15/06 operato, a soli nove mesi dalla scoperta, in sinergia con le FPSO presenti nell'area;
 - a gennaio 2021, nell'onshore dell'Emirato di Sharjah, con l'avvio produttivo della scoperta a gas e condensati di Mahani nella Concessione Area B (Eni 50%). Lo start-up è stato raggiunto in meno di 2 anni dalla firma del contratto petrolifero ed entro un anno dalla dichiarazione di scoperta.
- Gli investimenti di sviluppo sono pari a €3,1 miliardi, realizzati prevalentemente all'estero, in particolare in Egitto, Indonesia, Emirati Arabi Uniti, Stati Uniti, Angola, Messico, Iraq e Kazakhstan.
- Nell'anno caratterizzato dall'emergenza sanitaria della pandemia COVID-19, Eni è intervenuta su diversi fronti con l'obiettivo di tutelare la salute dei dipendenti, dei contrattisti, gestire le conseguenze sulle comunità locali in Italia e all'estero. Eni ha lavorato in sinergia con governi, istituzioni, agenzie delle Nazioni Unite e ONG locali e internazionali con l'obiettivo di prevenire e contrastare la diffusione della pandemia. In particolare, Eni ha fornito materiali sanitari di protezione e per l'igiene, dotazioni mediche per le terapie intensive, attivando campagne di sensibilizzazione, supporto alle attività di logistica delle Task Force internazionali nonché iniziative a sostegno delle popolazioni più vulnerabili. Inoltre, nelle realtà estere, diverse iniziative specifiche sono state perseguite come nelle province di Luanda, Huila e Namibe in Angola, nel dipartimento di Kailash in Congo, presso il Multi-Disciplinary Medical Centre di Nur-Sultan in Kazakhshtan, nell'area di Maputo in Mozambico e nello stato di Tabasco in Messico.
- Il Programma Africa ha l'obiettivo di contribuire allo sviluppo socio-economico locale tramite iniziative di diversificazione economica attraverso programmi di formazione nei settori agricoli-alimentari e agro-business e supporto all'accesso al mercato del lavoro in un percorso di crescita economica che sia allo stesso tempo inclusivo e sostenibile, in linea all'Agenda 2030 delle Nazioni Unite. Nel 2020 è stato avviato il Progetto Pilota presso il centro Okuafo Pa, inaugurato nel 2019, in Ghana con l'obiettivo di definire un modello replicabile su una più ampia scala. Il progetto è sviluppato in cooperazione con Cassa Depositi e Prestiti, per lo sviluppo di meccanismi di micro-credito e l'accesso a sistemi di finanziamento, e con il coinvolgimento di Bonifiche Ferraresi, per lo sviluppo delle attività agricole. Nel corso dell'anno 800 persone hanno beneficiato del programma di formazione.
- Nel 2020 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di €59 milioni (€71 milioni nel 2019); depositate 8 domande di brevetto. Le principali tecnologie applicate nel corso dell'anno hanno riguardato tool, software e hardware per migliorare ed ottimizzare l'efficienza energetica e operativa nelle attività produttive. In particolare, sono state applicate tecnologie per ottimizzare le fasi delle attività di drilling di sviluppo o esplorativo, come per esempio in Mozambico, Messico, Oman, Vietnam ed Indonesia; applicazione di tool al fine di rendere più efficienti le attività di produzione e trasporto degli idrocarburi, per esempio nelle attività operative in Angola, Algeria ed Egitto; tecnologie al fine di garantire un efficiente monitoraggio ed asset integrity degli impianti, come in Italia, Angola, Libia, Algeria, Egitto, Indonesia, Messico e Ghana; nonché applicazioni per ridurre il rischio inerente le attività esplorative attraverso strumenti che consentono una migliore analisi del sottosuolo, come per esempio in Egitto, Vietnam, Messico e Norvegia.

RISERVE

GENERALITÀ

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

GOVERNANCE DELLE RISERVE

Eni ha sempre esercitato un controllo centralizzato sul processo di valutazione delle riserve certe. Il Dipartimento Riserve ha il compito di: (i) assicurare il processo di certificazione periodica delle riserve certe; (ii) mantenere costantemente aggiornate le direttive per la loro valutazione e classificazione e le procedure interne di controllo; e (iii) provvedere alle necessarie attività di formazione del personale coinvolto nel processo di stima delle riserve. Le direttive sono state verificate da DeGolyer and MacNaughton (D&M), società di ingegneri petroliferi indipendenti, che ne ha attestato la conformità alla normativa SEC in 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 operative (unità geografiche) e i Local Reserves Evaluators (LRE) che effettuano la valutazione e la classificazione delle riserve tecniche (profili di produzione, costi di investimento, costi operativi e di smantellamento e di ripristino siti); (ii) l'unità di Ingegneria del Petrolio e l'unità Operations di sede che verificano rispettivamente i profili di produzione relativi a campi che hanno subito variazioni significative ed i costi operativi; (iii) i responsabili di area geografica che validano le condizioni commerciali e lo stato dei progetti; (iv) il Dipartimento di Pianificazione e Controllo che effettua la valutazione economica delle riserve; e (v) il Dipartimento Riserve che, avvalendosi degli Head Quarter Reserves Evaluators (HRE), controlla in maniera indipendente, rispetto alle suddette unità, la congruità e la correttezza della classificazione delle riserve e ne consolida i volumi. Il responsabile del Dipartimento Riserve ha frequentato il Politecnico di Torino conseguendo la Laurea in Ingegneria per l'Ambiente e il Territorio, indirizzo Georisorse, nel 2000 e possiede un'esperienza di oltre 20 anni nel settore petrolifero e nella valutazione delle riserve. Il personale, coinvolto nel processo di valutazione possiede requisiti di professionalità adeguati alla complessità del compito ed esprime il proprio giudizio nel rispetto dell'indipendenza e della deontologia professionale. In particolare la qualifica professionale dei Reserves Evaluators è conforme agli standard internazionali definiti dalla Society of Petroleum Engineers.

(1) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione Documentazione/Relazione Finanziaria Annuale 2016.

VALUTAZIONE INDIPENDENTE DELLE RISERVE

Eni attribuisce a società di ingegneri indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una 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 2020 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne. In particolare, nel 2020 sono state oggetto di valutazione indipendente riserve certe per circa il 36%⁴ delle riserve Eni al 31 dicembre 2020⁵. Nel triennio 2018-2020 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 92% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2020 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono Balder in Norvegia e Merakes in Indonesia.

EVOLUZIONE

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

	(milioni di boe)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2019		6.287	981	7.268
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti da recupero assistito (escluso l'effetto prezzo)	220		57	277
Effetto prezzo	18		(24)	(6)
Promozioni nette		238	33	271
Produzione		(541)	(93)	(634)
Riserve certe al 31 dicembre 2020		5.984	921	6.905
Tasso di rimpiazzo all sources	(%)			43

Le riserve certe al 31 dicembre 2020 sono pari a 6.905 milioni di boe, di cui 5.984 milioni di boe relative alle società consolidate. Le promozioni nette di 271 milioni di boe (incluso l'effetto dell'aggiornamento del fattore di conversione del gas pari a 67 milioni di boe) sono riferite a:

- (i) nuove scoperte ed estensioni per 47 milioni di boe a seguito principalmente alla decisione finale di investimento del progetto Bredaiblikk in Norvegia e del giacimento Mahani negli Emirati Arabi Uniti, avviato in produzione nel gennaio 2021;
- (ii) revisioni di precedenti stime per 219 milioni di boe riferite principalmente all'avanzamento delle attività dei progetti quali Zubair in Iraq, Kashagan e Karachaganak in Kazakhstan e Merakes in Indonesia;
- (iii) miglioramenti da recupero assistito di 5 milioni di barili riferiti principalmente al progetto Burun in Turkmenistan.

(2) Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, anche la società Ryder Scott. Nel 2018 ha fornito una certificazione indipendente anche la Société Générale de Surveillance.

(3) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione Documentazione/Relazione Finanziaria Annuale 2020.

(4) La percentuale delle riserve sottoposte a valutazioni indipendenti sale al 37% considerando anche la certificazione delle riserve del progetto A-LNG (Eni 13,6%) condotta da Gaffney Cline per conto degli shareholders del consorzio che opera il progetto.

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

Le promozioni sono state penalizzate da un marginale effetto prezzo negativo di 6 milioni di boe dovuto alla variazione del marker Brent di riferimento, passato da 63 \$/barile nel 2019 a 41 \$/barile nel 2020 con conseguente rimozione delle riserve non economiche in tale scenario (pari a -124 milioni di boe), i cui effetti sono stati quasi completamente compensati da entitlements complessivamente positivi nei contratti di production sharing (pari a 118 milioni di boe).

Il tasso di rimpiazzo⁶ organico e all sources delle riserve certe si attesta al 43%.

La vita utile residua delle riserve è pari a 10,9 anni (10,6 anni nel 2019).

Per ulteriori informazioni si rimanda alle Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC nelle note al bilancio consolidato.

RISERVE CERTE NON SVILUPPATE

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2020 ammontano a 2.005 milioni di boe, di cui 1.064 milioni di barili di liquidi localizzati principalmente in Africa e Asia e 141 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa. Le società consolidate possiedono riserve certe non sviluppate per 837 milioni di barili di liquidi e 133 miliardi di metri cubi di gas naturale.

L'evoluzione delle riserve certe non sviluppate nell'esercizio è rappresentata dalla seguente tabella:

(milioni di boe)

Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2019	2.114
Promozioni	(206)
Nuove scoperte ed estensioni	40
Revisioni di precedenti stime	53
Miglioramenti da recupero assistito	4
Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2020	2.005

Nel 2020 la conversione a riserve certe sviluppate (-206 milioni di boe) si riferisce principalmente all'avanzamento delle attività di sviluppo, agli start-up di giacimenti e alla revisione di progetti relativi, in particolare ai giacimenti di Zohr in Egitto, Zubair in Iraq, il progetto Area 1 in Messico, la concessione Umm Shaif/Nasr negli Emirati Arabi Uniti e Karachaganak in Kazakhstan.

Per ulteriori informazioni si rimanda alle Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC nelle note al bilancio consolidato.

Gli investimenti di sviluppo sostenuti nel corso dell'anno per la promozione delle riserve non sviluppate sono pari a circa €4,2 miliardi.

La maggior parte delle riserve certe non sviluppate vengono riclassificate a riserve certe sviluppate generalmente in un arco temporale che non supera i 5 anni. Le riserve certe non sviluppate relative a taluni progetti possono rimanere tali per 5 o più anni a seguito di diverse motivazioni, tra cui le difficili condizioni operative in aree remote, limitazioni nella disponibilità di infrastrutture e nella capacità degli impianti o l'esistenza di vincoli contrattuali, altri fattori che possono condizionare i tempi di avvio e i livelli di produzione. I volumi di riserve certe non sviluppate rimasti tali per 5 o più anni sono pari a 0,5 miliardi di boe, invariati rispetto al 2019. Tali riserve sono concentrate principalmente:

- (i) in Iraq (0,15 miliardi di boe) nel giacimento di Zubair dove lo sviluppo delle residue riserve avverrà con la perforazione di nuovi pozzi di produzione che saranno allacciati alle strutture esistenti già dimensionate in funzione del plateau produttivo atteso di 700 mila boe/giorno;
- (ii) in alcuni giacimenti a gas in Libia (0,25 miliardi di boe) dove lo sviluppo delle riserve e gli avvii in produzione sono programmati in funzione dell'adempimento degli obblighi di consegna derivanti da contratti di fornitura di gas di lungo termine;
- (iii) in alcuni giacimenti in Italia ed Egitto (0,1 miliardi di boe) dove lo sviluppo è tuttora in corso.

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

RISERVE CERTE DI PETROLIO E GAS NATURALE^(a)

	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)
Società consolidate	2020			2019			2018		
Italia	178	9.862	243	194	21.298	333	208	33.958	428
Sviluppate	146	7.934	199	137	18.592	258	156	27.744	336
Non sviluppate	32	1.928	44	57	2.706	75	52	6.214	92
Resto d'Europa	34	5.882	73	41	7.398	89	48	9.055	106
Sviluppate	31	5.489	68	37	6.840	82	44	8.502	99
Non sviluppate	3	393	5	4	558	7	4	553	7
Africa Settentrionale	383	62.336	798	468	77.532	974	493	81.862	1.022
Sviluppate	243	28.707	434	301	38.927	553	317	40.967	582
Non sviluppate	140	33.629	364	167	38.605	421	176	40.895	440
Egitto	227	132.859	1.110	264	146.993	1.225	279	149.366	1.246
Sviluppate	172	127.730	1.022	149	135.274	1.033	153	94.332	764
Non sviluppate	55	5.129	88	115	11.719	192	126	55.034	482
Africa Sub-Sahariana	624	109.397	1.352	694	116.195	1.453	718	99.240	1.361
Sviluppate	469	49.581	799	519	52.609	863	551	52.973	895
Non sviluppate	155	59.816	553	175	63.586	590	167	46.267	466
Kazakhstan	805	56.725	1.182	746	55.747	1.108	704	56.324	1.066
Sviluppate	716	56.725	1.093	682	55.743	1.046	587	52.263	925
Non sviluppate	89		89	64	4	62	117	4.061	141
Resto dell'Asia	579	44.992	879	491	38.203	742	476	34.446	700
Sviluppate	297	19.094	424	245	19.403	372	252	23.271	403
Non sviluppate	282	25.898	455	246	18.800	370	224	11.175	297
America	224	4.961	256	225	6.785	268	252	7.839	302
Sviluppate	143	3.075	162	148	5.282	182	143	4.351	170
Non sviluppate	81	1.886	94	77	1.503	86	109	3.488	132
Australia e Oceania	1	13.420	91	1	14.350	95	5	18.432	125
Sviluppate	1	8.927	60	1	9.118	61	5	12.796	87
Non sviluppate		4.493	31		5.232	34		5.636	38
Totale società consolidate	3.055	440.434	5.984	3.124	484.501	6.287	3.183	490.522	6.356
Sviluppate	2.218	307.262	4.261	2.219	341.788	4.450	2.208	317.199	4.261
Non sviluppate	837	133.172	1.723	905	142.713	1.837	975	173.323	2.095
Società in joint venture e collegate									
Resto d'Europa	400	14.448	496	424	21.869	567	297	10.202	363
Sviluppate	176	11.756	254	219	16.914	330	154	7.816	205
Non sviluppate	224	2.692	242	205	4.955	237	143	2.386	158
Africa Settentrionale	12	379	14	12	388	16	11	382	14
Sviluppate	12	379	14	12	388	16	11	382	14
Non sviluppate									
Africa Sub-Sahariana	18	10.331	87	10	8.155	63	12	8.788	68
Sviluppate	15	4.830	47	7	2.520	23	8	1.633	17
Non sviluppate	3	5.501	40	3	5.635	40	4	7.155	51
America	30	44.149	324	31	46.661	335	37	48.613	352
Sviluppate	30	44.149	324	31	46.661	335	32	48.613	347
Non sviluppate							5		5
Totale società in joint venture e collegate	460	69.307	921	477	77.073	981	357	67.985	797
Sviluppate	233	61.114	639	269	66.483	704	205	58.444	583
Non sviluppate	227	8.193	282	208	10.590	277	152	9.541	214
Totale riserve certe									
Sviluppate	2.451	368.376	4.900	2.488	408.271	5.154	2.413	375.643	4.844
Non sviluppate	1.064	141.365	2.005	1.113	153.303	2.114	1.127	182.864	2.309

(a) Con effetto 1° gennaio 2020, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00665 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00653 barili di petrolio).

IMPEGNI CONTRATTUALI DI FORNITURA

Eni, tramite le società consolidate, in joint venture e collegate, vende le produzioni di petrolio e gas naturale sulla base di differenti schemi contrattuali. Alcuni di questi contratti, per lo più inerenti alle vendite di gas, stabiliscono termini di fornitura di quantità fisse e determinabili. Eni, sulla base dei contratti o degli accordi esistenti, ha l'obbligo contrattuale di consegnare, nell'arco dei prossimi tre anni, una quantità di idrocarburi pari a circa 623 milioni di boe, principalmente gas naturale a controparti terze prodotto dai propri campi localizzati principalmente in Algeria, Australia, Egitto, Ghana, Indonesia, Kazakhstan, Libia, Nigeria, Norvegia e Venezuela. I contratti di vendita prevedono varie formule di prezzo fisse e variabili legate generalmente ai prezzi di mercato del petrolio, del gas naturale o di altri prodotti petroliferi. Il management ritiene di poter soddisfare gli impegni contrattuali di fornitura in essere principalmente tramite la produzione delle proprie riserve certe sviluppate e in alcune circostanze integrando le proprie disponibilità con acquisti di prodotto da terzi. La produzione è prevista coprire circa il 93% degli impegni di fornitura. Eni ha rispettato tutti gli impegni contrattuali di consegna ad oggi in essere.

PRODUZIONE

La produzione di idrocarburi nel 2020 è stata di 1,733 milioni di boe/giorno, in riduzione del 7% rispetto al 2019. Al netto dell'effetto prezzo, la variazione è spiegata dagli effetti del COVID-19, dai correlati tagli produttivi dell'OPEC+ e riduzione della domanda gas (principalmente Egitto). Gli start-up/ramp-up produttivi in Algeria e in Messico, il maggior apporto del Kazakhstan e i contributi del portafoglio (Norvegia), sono stati in parte compensati dalla minore spettanza in Libia, dovuta agli effetti di un fattore contrattuale, alla riduzione di entitlement/spending e cause di forza maggiore, nonché dal declino dei giacimenti maturi.

La produzione di petrolio è stata di 843 mila barili/giorno, in riduzione del 6% rispetto al 2019. La riduzione in Libia, gli effetti del COVID-19 e dei correlati tagli produttivi OPEC+, nonché il declino dei giacimenti maturi sono stati parzialmente compensati dai contributi del portafoglio e dalla crescita produttiva in Messico per il ramp-up di Area 1, Angola per l'avvio di Agogo, Congo (avvio Nenè fase 2B), Algeria e Kazakhstan.

La produzione di gas naturale è stata di 134 milioni di metri cubi/giorno, in riduzione dell'11% rispetto al 2019. La minore produzione in Libia e la ridotta domanda gas in alcuni mercati regionali (in particolare in Egitto) e GNL sono state parzialmente compensate dalla crescita in Algeria, per avvio progetto Berkine gas, ed in Kazakhstan.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 575,2 milioni di boe. La differenza di 59,1 milioni di boe rispetto alla produzione di 634,3 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di idrocarburi destinati all'autoconsumo (45,4 milioni di boe), alla variazione delle rimanenze e altri fattori. La produzione venduta di petrolio e condensati (300,1 milioni di barili) è stata destinata per circa il 67% al business Refining & Marketing. La produzione venduta di gas naturale (41,4 miliardi di metri cubi) è stata destinata per circa il 19% al settore Global Gas & LNG Portfolio.

PRODUZIONE ANNUALE DI IDROCARBURI^{(a)(b)(c)}

	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	2020			2019			2018		
Italia	17	3,3	39	19	3,9	45	22	4,4	50
Resto d'Europa	8	1,6	19	8	1,8	20	41	4,6	71
Croazia								0,1	1
Norvegia							33	2,5	49
Regno Unito	8	1,6	19	8	1,8	20	8	2,0	21
Africa Settentrionale	41	7,9	93	61	11,9	138	56	13,4	144
Algeria	19	1,6	30	23	1,2	30	24	1,1	31
Libia	21	6,2	61	37	10,6	106	31	12,2	111
Tunisia	1	0,1	2	1	0,1	2	1	0,1	2
Egitto	24	12,5	106	27	15,6	129	28	12,6	110
Africa Sub-Sahariana	80	7,1	127	91	6,4	133	89	5,3	123
Angola	33	0,6	37	37	0,7	42	41	0,9	46
Congo	18	1,4	27	22	1,5	32	24	1,6	34
Ghana	9	0,9	15	9	1,0	15	5	0,2	7
Nigeria	20	4,2	48	23	3,2	44	19	2,6	36
Kazakhstan	40	2,9	60	36	2,8	55	35	2,7	52
Resto dell'Asia	32	4,8	64	32	5,2	66	28	5,7	65
Cina				1		1	1		1
Emirati Arabi Uniti	17	0,1	18	18	0,1	19	14		14
Indonesia		2,6	17		3,2	21	1	3,9	26
Iraq	11	0,8	17	10	0,8	15	10	0,4	13
Pakistan		0,8	5		1,1	7		1,1	7
Timor Leste	1	0,5	4						
Turkmenistan	3		3	3		3	2	0,3	4
America	21	1,0	28	20	0,7	24	19	1,2	27
Ecuador				2		2	4		4
Messico	4	0,1	5	1		1			
Stati Uniti	17	0,9	23	17	0,7	21	15	0,9	21
Trinidad e Tobago								0,3	2
Australia e Oceania		0,9	6	1	1,4	10	1	1,2	8
Australia		0,9	6	1	1,4	10	1	1,2	8
	263	42,0	542	295	49,7	620	319	51,1	650
Società in joint venture e collegate									
Angola	1	1,0	8	2	1,0	8	1	0,9	7
Norvegia	42	3,8	68	27	1,9	40			
Tunisia	1		1	1		1	1	0,1	1
Venezuela	1	2,2	15	1	2,0	14	3	2,3	18
	45	7,0	92	31	4,9	63	5	3,3	26
Totale	308	49,0	634	326	54,6	683	324	54,4	676

(a) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.

(b) Comprende la quota di idrocarburi utilizzata come autoconsumo (45,4, 45,4 e 43,5 milioni di boe, rispettivamente nel 2020, 2019 e 2018).

(c) Con effetto 1° gennaio 2020, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00665 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00653 barili di petrolio). L'effetto sulla produzione dell'esercizio 2020 è stato di circa 6 milioni di boe. Sono invece trascurabili gli effetti sugli altri indicatori per boe (prezzi di realizzo, costi) e sugli ammortamenti. Le altre compagnie petrolifere possono adottare coefficienti diversi.

PRODUZIONE GIORNALIERA DI IDROCARBURI^{(a)(b)(c)}

	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	2020			2019			2018		
Italia	47	9,0	107	53	10,7	123	60	12,1	138
Resto d'Europa	23	4,5	52	23	4,9	55	113	12,6	194
Croazia								0,3	2
Norvegia							89	6,9	134
Regno Unito	23	4,5	52	23	4,9	55	24	5,4	58
Africa Settentrionale	112	21,4	255	166	32,5	379	154	36,8	392
Algeria	53	4,3	81	62	3,2	83	65	3,0	85
Libia	56	16,8	168	101	29,0	291	86	33,4	302
Tunisia	3	0,3	6	3	0,3	5	3	0,4	5
Egitto	64	34,1	291	75	42,7	354	77	34,5	300
Africa Sub-Sahariana	218	19,2	345	249	17,6	363	244	14,3	337
Angola	89	1,6	100	102	1,9	113	111	2,4	127
Congo	49	3,7	73	59	4,2	87	65	4,3	92
Ghana	24	2,5	41	24	2,8	42	15	0,5	18
Nigeria	56	11,4	131	64	8,7	121	53	7,1	100
Kazakhstan	110	8,0	163	100	7,7	150	94	7,5	143
Resto dell'Asia	88	13,2	176	86	14,2	179	77	15,6	177
Cina	1		1	1		1	1		1
Emirati Arabi Uniti	46	0,3	48	49	0,2	51	39	0,1	40
Indonesia	1	7,0	48	2	8,7	59	3	10,7	71
Iraq	31	2,2	45	27	2,2	41	28	1,0	34
Pakistan		2,2	15		2,9	19		3,0	20
Timor Leste	2	1,3	10						
Turkmenistan	7	0,2	9	7	0,2	8	6	0,8	11
America	57	2,7	75	55	1,9	68	52	3,4	75
Ecuador				6		6	12		12
Messico	12	0,3	14	4	0,1	4			
Stati Uniti	45	2,4	61	45	1,8	58	40	2,4	56
Trinidad e Tobago								1,0	7
Australia e Oceania		2,6	17	2	4,0	28	2	3,2	23
Australia		2,6	17	2	4,0	28	2	3,2	23
	719	114,7	1.481	809	136,2	1.699	873	140,0	1.779
Società in joint venture e collegate									
Angola	4	2,8	23	4	2,8	23	3	2,5	19
Indonesia								0,1	1
Norvegia	116	10,3	185	74	5,2	108			
Tunisia	2	0,1	2	3	0,1	3	3	0,1	4
Venezuela	2	6,0	42	3	5,4	38	8	6,3	48
	124	19,2	252	84	13,5	172	14	9,0	72
Totale	843	133,9	1.733	893	149,7	1.871	887	149,0	1.851

(a) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.

(b) Comprende la quota di idrocarburi utilizzata come autoconsumo (124, 124 e 119 mila boe/giorno, rispettivamente nel 2020, 2019 e 2018).

(c) Con effetto 1° gennaio 2020, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00665 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00653 barili di petrolio). L'effetto sulla produzione dell'esercizio 2020 è di 16 mila boe/giorno.

POZZI PRODUTTIVI

Nel 2020 i pozzi dedicati alla produzione di idrocarburi sono 8.255 (2.806,9 in quota Eni). In particolare, i pozzi produttivi di petrolio sono pari a 6.744 (2.135,7 in quota Eni); i pozzi in produzione di gas naturale sono pari a 1.511 (671,2 in quota Eni). Nella tabella seguente è riportato il numero dei pozzi produttivi, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).

POZZI PRODUTTIVI^(a)

(numero)	2020			
	Petrolio		Gas naturale	
	totali	in quota Eni	totali	in quota Eni
Italia	205,0	159,2	396,0	341,6
Resto d'Europa	633,0	109,5	183,0	48,6
Africa Settentrionale	612,0	258,1	127,0	67,9
Egitto	1.233,0	527,3	144,0	44,3
Africa Sub-Sahariana	2.589,0	524,8	194,0	24,1
Kazakhstan	207,0	56,7	1,0	0,3
Resto dell'Asia	1.012,0	369,5	180,0	60,8
America	253,0	130,6	284,0	81,6
Australia e Oceania			2,0	2,0
	6.744,0	2.135,7	1.511,0	671,2

(a) Include 1.369 (349,0 in quota Eni) pozzi dove insistono più completamenti sullo stesso foro (pozzi a completamento multiplo). L'attività perforativa a completamento multiplo consente di produrre temporaneamente da diverse formazioni di idrocarburi mineralizzate a petrolio e gas attraverso un unico pozzo.

ATTIVITÀ DI DRILLING

ESPLORAZIONE

Nel 2020 sono stati ultimati 28 nuovi pozzi esplorativi (13,8 in quota Eni), a fronte dei 31 nuovi pozzi esplorativi (16,3 in quota Eni) del 2019 e dei 24 nuovi pozzi esplorativi (15,6 in quota Eni) del 2018.

Nella tabella seguente è riportato il numero dei pozzi esplorativi classificati di successo commerciale, sterili e in progress come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932). Il coefficiente di successo commerciale per l'intero portafoglio pozzi è stato del 28% (30% in quota Eni), a fronte del 36% (47% in quota Eni) del 2019 e del 62% (66% in quota Eni) del 2018.

PERFORAZIONE ESPLORATIVA

(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress ^(b)	
	2020		2019		2018		2020	
	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	totale	in quota Eni
Italia				0,5	1,8			
Resto d'Europa	0,8	0,4	0,3	1,4		0,5	16,0	3,3
Africa Settentrionale	0,5	1,5	0,5			0,5	9,0	7,5
Egitto	0,7	1,5	4,5	1,5	1,7	1,5	15,0	11,8
Africa Sub-sahariana	0,1	0,9	0,5	0,9	0,4		33,0	17,8
Kazakhstan		1,1						
Resto dell'Asia	0,8	0,9		1,7	2,2	2,6	11,0	4,5
America		0,6			4,0		1,0	0,8
Australia e Oceania				0,5			1,0	0,3
	2,9	6,9	5,8	6,5	10,1	5,1	86,0	46,0

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

(b) Includes temporary suspended wells pending further evaluation.

(c) Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificare il completamento.

SVILUPPO

Nel 2020 sono stati ultimati 182 nuovi pozzi di sviluppo (57,4 in quota Eni) a fronte dei 241 nuovi pozzi di sviluppo (85,4 in quota Eni) del 2019 e dei 209 (80,2 in quota Eni) del 2018. È attualmente in corso la perforazione di 58 pozzi di sviluppo (14,2 in quota Eni).

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

PERFORAZIONE DI SVILUPPO

(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress	
	2020		2019		2018		2020	
	produttivi	sterili ^(b)	produttivi	sterili ^(b)	produttivi	sterili ^(b)	totale	in quota Eni
Italia			3,0		3,0			
Resto d'Europa	2,8		3,3		2,8	0,3	24,0	5,0
Africa Settentrionale	4,3		5,0	1,1	9,6	0,5	3,0	1,5
Egitto	23,2		33,5		30,7		3,0	1,4
Africa Sub-Sahariana	1,2		7,0		7,3	0,1	5,0	0,9
Kazakhstan	0,3		0,9		0,9			
Resto dell'Asia	23,2	0,4	27,3	2,2	21,9		17,0	3,4
America	2,0		2,1		2,3		6,0	2,0
Australia e Oceania					0,8			
	57,0	0,4	82,1	3,3	79,3	0,9	58,0	14,2

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

(b) Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificare il completamento.

SUPERFICI

Nel 2020 Eni ha condotto operazioni in 42 paesi dei cinque continenti. Al 31 dicembre 2020 il portafoglio minerario di Eni consiste in 798 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo con una superficie totale di 336.449 chilometri quadrati in quota Eni (357.854 chilometri quadrati in quota Eni al 31 dicembre 2019). La superficie sviluppata è di 26.359 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 310.090 chilometri quadrati in quota Eni.

Nel 2020 le principali variazioni derivano: (i) dall'ingresso in Albania e dall'acquisto di nuovi titoli principalmente in Oman, Emirati Arabi Uniti, Angola, Indonesia, Norvegia ed Egitto per una superficie di circa 23.600 chilometri quadrati; (ii) dal rilascio di licenze principalmente in Somalia, Myanmar, Indonesia, Pakistan e Gabon per circa 47.500 chilometri quadrati; (iii) dall'incremento di superficie netta, anche per variazioni di quota, principalmente in Myanmar e Australia per complessivi 4.800 chilometri quadrati; e (iv) dalla riduzione di superficie netta principalmente in Algeria, Cipro e Egitto per complessivi 2.300 chilometri quadrati.

L'attività di ricerca e sviluppo di Eni comprende numerose concessioni, licenze e blocchi. I termini e le condizioni in base ai quali Eni mantiene i diritti di esplorazione e produzione sono specifici, definiti contrattualmente e variano in modo significativo per ogni proprietà. Le attività sono programmate per garantire che il potenziale esplorativo di ogni proprietà sia valutato completamente prima della scadenza. In alcuni casi, Eni può scegliere di rinunciare alla superficie in anticipo rispetto alla data di scadenza contrattuale se il processo di valutazione è completo e se non esiste una base commerciale per l'estensione. Nei casi in cui può essere necessario tempo aggiuntivo per valutare appieno la proprietà, Eni riesce generalmente a ottenere estensioni. Le scadenze previste per le superfici non sviluppate nei prossimi tre anni non dovrebbero avere un impatto negativo.

Nel corso dei prossimi tre anni sono previste superfici in scadenza relative a titoli o permessi esplorativi nelle seguenti aree: (i) Resto dell'Asia, in particolare in Oman, Russia, Vietnam, Myanmar; (ii) Africa Settentrionale, in particolare in Marocco e Libia; e (iii) Africa Sub-Sahariana, in particolare in Kenia, Mozambico e Sud Africa. Nella gran parte dei casi esistono opzioni contrattuali di estensione o rinnovo che potranno essere esercitate o meno in funzione dei risultati degli studi e delle attività previste. Si ritiene quindi che una considerevole parte di superficie verrà mantenuta a seguito di estensione dei permessi.

PRINCIPALI AREE SVILUPPATE E NON SVILUPPATE

	31 dicembre 2019	31 dicembre 2020						
	Totale Sup. netta ^(a)	Numero titoli	Sup. lorda sviluppata ^{(a)(b)}	Sup. lorda non sviluppata ^(a)	Totale Sup. lorda ^(a)	Sup. netta sviluppata ^{(a)(b)}	Sup. netta non sviluppata ^(a)	Totale Sup. netta ^(a)
EUROPA	38.028	312	15.284	63.741	79.025	9.335	30.506	39.841
Italia	13.732	129	9.578	7.220	16.798	7.951	5.681	13.632
Resto d'Europa	24.296	183	5.706	56.521	62.227	1.384	24.825	26.209
Albania		1		587	587		587	587
Cipro	14.557	7		25.474	25.474		13.988	13.988
Groenlandia	1.909	2		4.890	4.890		1.909	1.909
Montenegro	614	1		1.228	1.228		614	614
Norvegia	4.213	136	4.799	20.868	25.667	772	5.481	6.253
Regno Unito	1.120	34	907	773	1.680	612	363	975
Altri Paesi	1.883	2		2.701	2.701		1.883	1.883
AFRICA	163.625	255	48.458	232.341	280.799	12.333	116.834	129.167
Africa Settentrionale	31.873	71	12.213	55.419	67.632	5.312	25.721	31.033
Algeria	5.572	49	6.742	3.982	10.724	2.818	1.914	4.732
Libia	13.294	11	1.963	24.673	26.636	958	12.336	13.294
Marocco	10.755	1		23.900	23.900		10.755	10.755
Tunisia	2.252	10	3.508	2.864	6.372	1.536	716	2.252
Egitto	7.613	57	5.638	14.984	20.622	2.109	5.275	7.384
Africa Sub-Sahariana	124.139	127	30.607	161.938	192.545	4.912	85.838	90.750
Angola	3.744	47	8.158	13.146	21.304	1.035	4.604	5.639
Congo	1.471	21	1.164	1.320	2.484	678	628	1.306
Costa d'Avorio	3.724	4		3.747	3.747		3.372	3.372
Gabon	4.107	3		2.931	2.931		2.931	2.931
Ghana	579	3	226	930	1.156	100	395	495
Kenia	43.948	6		50.677	50.677		43.948	43.948
Mozambico	4.349	10		25.304	25.304		4.349	4.349
Nigeria	6.642	32	21.059	8.206	29.265	3.099	3.340	6.439
Sud Africa	22.271	1		55.677	55.677		22.271	22.271
Altri Paesi	33.304							
ASIA	142.696	69	12.994	271.271	284.265	3.343	151.502	154.845
Kazakhstan	2.160	7	2.391	3.853	6.244	442	1.505	1.947
Resto dell'Asia	140.536	62	10.603	267.418	278.021	2.901	149.997	152.898
Bahrain	2.858	1		2.858	2.858		2.858	2.858
Cina	13	4	68		68	11		11
Emirati Arabi Uniti	10.387	10	3.214	28.976	32.190	349	18.331	18.680
Indonesia	15.955	13	2.605	18.672	21.277	1.029	13.155	14.184
Iraq	446	1	1.074		1.074	446		446
Libano	1.461	2		3.653	3.653		1.461	1.461
Myanmar	14.147	3		13.750	13.750		10.015	10.015
Oman	49.918	3		102.016	102.016		58.955	58.955
Pakistan	3.779	13	3.442	2.443	5.885	886	1.427	2.313
Russia	17.975	2		53.930	53.930		17.975	17.975
Timor Leste	1.620	4		2.612	2.612		1.620	1.620
Turkmenistan	180	1	200		200	180		180
Vietnam	18.553	4		23.908	23.908		20.956	20.956
Altri Paesi	3.244	1		14.600	14.600		3.244	3.244
AMERICA	10.703	157	2.267	15.274	17.541	1.020	8.699	9.719
Messico	3.106	10	14	5.455	5.469	14	3.092	3.106
Stati Uniti	1.935	134	992	952	1.944	509	689	1.198
Venezuela	1.066	6	1.261	1.543	2.804	497	569	1.066
Altri Paesi	4.596	7		7.324	7.324		4.349	4.349
AUSTRALIA E OCEANIA	2.802	5	328	3.180	3.508	328	2.549	2.877
Australia	2.802	5	328	3.180	3.508	328	2.549	2.877
Totale	357.854	798	79.331	585.807	665.138	26.359	310.090	336.449

(a) Chilometri quadrati.

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

PRINCIPALI ASSET PRODUTTIVI (% IN QUOTA ENI) ED ANNO DI AVVIO DELLE OPERAZIONI

ITALIA		(1926)	Operato	Mare Adriatico e Ionio	Barbara (100%), Annamaria (100%), Clara NW (51%), Hera Lacinia (100%) e Bonaccia (100%)
				Basilicata	Val d'Agri (61%)
				Sicilia	Gela (100%), Tresauco (45%), Giaurone (100%), Fiumetto (100%), Prezioso (100%) e Bronte (100%)
RESTO D'EUROPA	Norvegia ^(a)	(1965)	Operati	Goliat (45,40%), Marulk (13,97%), Balder & Ringhorne (62,87%) e Ringhorne East (48,88%)	
			Non Operati	Åsgard (15,41%), Mikkel (33,79%), Great Ekofisk Area (8,65%), Snorre (12,96%), Ormen Lange (4,43%), Statfjord Unit (14,92%), Statfjord Satellites East (10,16%), Statfjord Satellites North (17,46%), Statfjord Satellites Sygna (14,67%) e Grane (19,78%)	
	Regno Unito	(1964)	Operati	Liverpool Bay (100%) e Hewett Area (89,3%)	
			Non Operati	Elgin/Franklin (21,87%), Glenelg (8%), J Block (33%), Jasmine (33%) e Jade (7%)	
AFRICA SETTENTRIONALE	Algeria ^(b)	(1981)	Operati	Sif Fatima II (49%), Zemlet El Arbi (49%), Ourhoud II (49%), Blocchi 403a/d (da 65% a 100%), Blocco ROM Nord (35%), Blocchi 401a/402a (55%), Blocco 403 (50%) e Blocco 405b (75%)	
			Non Operati	Blocco 404 (12,25%) e Blocco 208 (12,25%)	
	Libia ^(b)	(1959)	Non Operati	Aree contrattuali onshore	Area A (ex concessione 82 - 50%), Area B (ex concessione 100/ Bu-Attifel e Blocco NC 125 - 50%), Area E (El-Feel - 33,3%) ed Area D (Blocco NC 169 - 50%)
				Aree contrattuali offshore	Area C (Bouri - 50%) ed Area D (Blocco NC 41 - 50%)
		Tunisia	(1961)	Operati	Maamoura (49%), Baraka (49%), Adam (25%), Oued Zar (50%), Djebel Grouz (50%), MLD (50%) ed El Borma (50%)
EGITTO ^{(b)(c)}		(1954)	Operati	Shorouk (Zohr - 50%), Nile Delta (Abu Madi West/Nidoco - 75%), Sinai (Belayim Land, Belayim Marine e Abu Rudeis - 100%), Meleiha (76%), North Port Said (Port Fouad - 100%), Temsah (Tuna, Temsah e Denise - 50%), Southwest Meleiha (100%), Baltim (50%), Ras Qattara (El Faras e Zarif - 75%), West Abu Gharadig (Raml - 45%) e West Razzak (100%)	
	Non Operati		Ras el Barr (Ha'py e Seth - 50%) e South Ghara (25%)		
AFRICA SUB-SAHARIANA	Angola	(1980)	Operati	Blocco 15/06 (36,84%)	
			Non Operati	Blocco 0 (9,8%), le Development Area nel Blocco 3 e 3/05-A (12%), le Development Area nel Blocco 14 (20%), la Development Area Lianzi nel Blocco 14K/A IMI (10%) e le Development Area del Blocco 15 (18%)	
	Congo	(1968)	Operati	Nené Marine (65%), Litchendjili (65%), Zatchi (55,25%), Loango (42,5%), Ikalou (85%), Djambala (50%), Foukanda (58%), Mwafi (58%), Kitina (52%), Awa Paloukou (90%), M'Boundi (83%) e Kouakouala (75%)	
			Non Operati	Pointe-Noire Grand Fond (29,75%) e Likouala (35%)	
	Ghana	(2009)	Operati	Offshore Cape Three Points (44,44%)	
	Nigeria	(1962)	Operati	OML 60, 61, 62 e 63 (20%) e OML 125 (100%)	
			Non Operati ^(d)	OML 118 (12,5%)	
KAZAKHSTAN ^(b)		(1992)	Operati ^(e)	Karachaganak (29,25%)	
	Non Operati		Kashagan (16,81%)		
RESTO DELL'ASIA	Emirati Arabi Uniti	(2018)	Non Operati	Lower Zakum (5%), Umm Shaif e Nasr (10%) e Area B - Sharjah (50%)	
	Indonesia	(2001)	Operati	Jangkrik (55%)	
	Iraq	(2009)	Non Operati ^(f)	Zubair (41,56%)	
	Pakistan	(2000)	Operati	Bhit/Bhadra (40%) e Kadanwari (18,42%)	
			Non Operati	Latif (33,3%), Zamzama (17,75%) e Sawan (23,7%)	
	Turkmenistan	(2008)	Operati	Burun (90%)	
AMERICA	Messico	(2019)	Operati	Area 1 (100%)	
	Stati Uniti	(1968)	Operati	Golfo del Messico	Allegheny (100%), Appaloosa (100%), Pegasus (85%), Longhorn (75%), Devils Towers (75%) e Triton (75%)
				Alaska	Nikaitchuq (100%) e Oooguruk (100%)
			Non Operati	Golfo del Messico	Europa (32%), Medusa (25%), Lucius (8,5%), K2 (13,4%), Frontrunner (37,5%) e Heidelberg (12,5%)
				Texas	Alliance area (27,5%)
	Venezuela	(1998)	Non Operati	Perla (50%), Corocoro (26%) e Junin 5 (40%)	

(a) Asset detenuti tramite Vår Energi, joint venture valutata all'equity (quota Eni 69,85%).

(b) In alcune rilevanti iniziative minerarie, Eni e lo Stato detentore delle riserve concordano di affidare lo svolgimento delle operazioni estrattive a un operatore dotato di veste giuridica propria (cosiddette operating company), non soggetto al controllo Eni.

(c) Sono riportate, in quanto significative, le percentuali di working interest (e non di 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, parte di un Technical Service Contract in qualità di contractor.

PRINCIPALI INIZIATIVE DI ESPLORAZIONE E DI SVILUPPO

Le attività di esplorazione e produzione sono condotte in diversi Paesi e pertanto soggette al rispetto di legislazioni, normative e regolamenti che riguardano tutti gli aspetti delle attività upstream quali: l'acquisizione di licenze, i volumi di petrolio e gas che saranno effettivamente estratti, le royalties, i prezzi, la tutela ambientale, l'esportazione, la fiscalità e i tassi di cambio applicabili.

Le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le licenze e i permessi sono assegnati dal titolare del diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. Le tipologie contrattuali in cui Eni opera rientrano normalmente nel regime di concessione o Production Sharing Agreement (PSA).

Contratti di concessione. Eni opera in regime di concessione principalmente nei Paesi occidentali. In forza dell'assegnazione della concessione mineraria, la Società ha un diritto esclusivo sulle attività di esplorazione, sviluppo e produzione, sostiene i rischi e i costi connessi all'attività e ha diritto alle produzioni realizzate. A fronte delle concessioni minerarie ricevute, la Società corrisponde delle royalties (pagamenti, anche in natura, corrispondenti ai diritti di estrazione degli idrocarburi, tipicamente determinati come una percentuale stabilita del fatturato o della produzione al netto delle deduzioni applicabili) e, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, è tenuta al pagamento delle imposte sul reddito derivante dallo sfruttamento della concessione. La durata o la possibilità di rinnovo dei contratti di concessione variano a seconda dell'area o del Paese, ad eccezione di quanto stabilito negli Stati Uniti dove tali contratti rimangono in vigore fino alla cessazione della produzione. Le riserve certe relative ai contratti di concessione sono determinate applicando la quota di spettanza al totale delle riserve certe rientranti nell'area coperta dal contratto e producibili entro la loro scadenza.

Production Sharing Agreement (PSA). Eni opera tramite PSA in diversi Paesi esteri, principalmente in Africa, Medio ed Estremo Oriente. Il diritto minerario è in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società estere o locali. Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (Cost Oil) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (Profit Oil) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei Paesi. In base a tali contratti, Eni ha diritto a una parte delle riserve di un giacimento, la cui vendita è destinata a coprire le spese sostenute per sviluppare e gestire il campo. Le quote di produzioni e di riserve di spettanza tengono conto delle quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei casi in cui gli accordi contrattuali prevedano che l'onere tributario a carico della Società sia assolto dall'ente nazionale in nome e per conto della Società a valere sulla quota di Profit Oil.

La durata o la possibilità di rinnovo dei contratti di PSA variano a seconda dell'area o del Paese. Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di service.

ITALIA

Nel dicembre 2020 è stato firmato con Saipem un Memorandum of Understanding per l'identificazione e lo sviluppo congiunto di iniziative e progetti di decarbonizzazione in Italia. In particolare, l'accordo prevede di individuare: (i) possibili collaborazioni nell'ambito della cattura, trasporto, riutilizzo e stoccaggio della CO₂ prodotta da distretti industriali nel territorio italiano; e (ii) iniziative nell'ambito della Green Deal Strategy, al fine di contribuire alla lotta al cambiamento climatico e al raggiungimento degli obiettivi di riduzione della CO₂ a livello nazionale, europeo e mondiale.

In linea con la strategia di decarbonizzazione Eni, è stato avviato un programma per la realizzazione di un hub per la cattura e lo stoccaggio della CO₂ (Carbon Capture and Storage - CCS) nei giacimenti esausti nell'offshore di Ravenna con un potenziale di oltre 500 milioni di tonnellate/anno di stoccaggio. Il programma di sviluppo prevede la realizzazione di un progetto pilota, con avvio delle attività previste entro il 2022, a seguito di tutte le autorizzazioni necessarie. È prevista una fase di full development industriale

con l'avvio delle operazioni atteso nel 2026. Le attività in programma, oltre ad avere un impatto significativo sul piano tecnologico e delle competenze, prevedono costi di sviluppo ridotti facendo leva sul riutilizzo delle facility offshore dei giacimenti esausti.

Negli asset a gas dell'offshore Adriatico le attività hanno riguardato: (i) la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione; e (ii) la razionalizzazione impiantistica degli asset. Eni prosegue il programma di decommissioning delle facility offshore dei giacimenti esauriti nel rispetto delle linee guide nazionali. Sono stati avviati gli iter autorizzativi presso le Autorità competenti per la dismissione di 5 piattaforme. Nell'ambito delle iniziative di economia circolare è stato avviato un progetto in collaborazione con enti di ricerca nazionali per la riqualificazione degli asset in fase di dismissione. Il progetto ha individuato una piattaforma offshore per l'avvio delle attività di riconversione per realizzare un parco scientifico marino. Sono proseguite le attività definite nell'ambito dell'VIII Accordo con il Comune di Ravenna: (i) progetti di salvaguardia e conservazione dell'area costiera e del suo habitat; (ii) interventi di efficientamento energetico, (iii) programmi a sostegno dell'occupazione, anche attraverso iniziative di tutoraggio e formazione, (iv) completamento di studi sul monitoraggio ambientale.

Per quanto riguarda la concessione Val d'Agri (Eni 61%, operatore), nel corso dell'anno sono state completate attività di manutenzione e ottimizzazione della produzione. La concessione è scaduta nell'ottobre 2019 ed è esercitata in regime di prorogatio; è in corso l'iter amministrativo per la proroga decennale sulla base del programma lavori vigente.

Nel 2020 sono proseguite le attività del progetto Energy Valley, che prevede diverse iniziative in ambito della sostenibilità ambientale, innovazione e valorizzazione del territorio: (i) il progetto Mini Blue Water di economia circolare, per il trattamento, recupero e riutilizzo delle acque di produzione nel Centro olio di Viggiano e l'installazione di impianti fotovoltaici a supporto delle facility del centro olio; (ii) il piano di monitoraggio ambientale e della biodiversità, in particolare, è stato inaugurato il Centro di Monitoraggio Ambientale per la gestione e diffusione dei dati; (iii) il progetto CASF a supporto dello sviluppo tecnologico e delle competenze del settore agro-alimentare dell'area. Nel corso del 2020 è stata completata la riqualificazione di alcune aree e sono state avviate altre iniziative a sostegno del settore agricolo, biomonitoraggio e la didattica con positivo impatto sull'occupazione locale.

Inoltre, continuano le iniziative nell'ambito del Protocollo di Intenti con la Regione Basilicata che include programmi di natura ambientale, sociale e per lo sviluppo sostenibile. Sono proseguiti gli impegni definiti dall'accordo Bonus Gas per l'erogazione di un contributo a sostegno della spesa energetica in 11 Comuni della Val d'Agri e per programmi di efficienza energetica.

In Sicilia, nell'ambito del Protocollo d'Intesa per l'area di Gela, firmato nel novembre 2014 presso il Ministero dello Sviluppo Economico, proseguono: (i) le attività per lo sviluppo del giacimento offshore a gas di Cassiopea (Eni 60%). Il progetto, attraverso una significativa minimizzazione dell'impatto ambientale, prevede di raggiungere la carbon neutrality. Le attività includono il trasporto, tramite una pipeline sottomarina, del gas prodotto dai pozzi offshore ad un nuovo impianto di trattamento e compressione, che sarà realizzato all'interno della Raffineria di Gela su un'area bonificata; (ii) le iniziative di sviluppo sostenibile supportate dalle istituzioni locali. In particolare, è stato avviato il progetto Macchitella Lab a sostegno dell'occupazione giovanile e delle piccole e medie imprese locali con l'inizio degli interventi di riqualificazione.

Inoltre, proseguono le iniziative riguardanti il protocollo d'intenti siglato a fine 2019 con il Ministero dell'Ambiente che definisce, nell'arco dei prossimi anni, diversi programmi di riqualifica delle aree produttive, risanamento ambientale nonché progetti innovativi realizzati con tecnologie proprietarie, per la cattura e il riutilizzo della CO₂.

RESTO D'EUROPA

Norvegia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) con le due scoperte a olio di Tordis NE e Lomre nel blocco PL089 (Eni 11,24%); (ii) con la scoperta a olio e gas di Enniberg nel Mare del Nord nella licenza 971 (Eni 13,97%) in prossimità del campo in produzione di Balder (Eni 62,87%); e (iii) nel marzo 2021, con una nuova scoperta a olio nella licenza PL532 (Eni 21%) nel Mare di Barents e nella licenza PL 090/090I (Eni 17%), situata nella parte settentrionale del Mare del Nord.

Il portafoglio titoli è stato rinnovato attraverso l'acquisizione: (i) nel 2020 di 7 licenze esplorative come operatore e 10 licenze in qualità di partner. Le licenze sono distribuite su tutte e tre le principali aree di produzione petrolifera norvegese; e (ii) nel 2021 di 10 licenze esplorative di cui 2 come operatore nel Mare del Nord e 3 come operatore nel Mare di Barents. Le licenze acquisite si trovano in prossimità di aree già in produzione o sviluppo.

Le principali attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto sanzionato di Johan Castberg (Eni 20,96%) con start-up nel 2023; (ii) il progetto sanzionato di Balder X (Eni 62,87%, operatore) nella licenza PL 001, nel Mare del Nord. Il progetto include la perforazione di pozzi addizionali avviati in produzione attraverso la ricollocazione di una FPSO. L'avvio produttivo è atteso nel 2022.

Nel corso dell'anno è stato sanzionato il programma di sviluppo del progetto Breidablikk con start-up produttivo atteso nel 2024. Le attività di sviluppo prevedono la perforazione di 23 pozzi produttivi che saranno collegati alle facility di trattamento esistenti nell'area. Lo sviluppo del progetto farà leva sulle tecnologie ad elevata efficienza energetica ed operativa in grado di ridurre le emissioni dirette del progetto.

Regno Unito Nel gennaio 2021 è stato acquisito l'operatorship con una quota del 100% della licenza esplorativa P2511 nel Mare del Nord.

Nell'ottobre 2020, è stata ottenuta dall'Autorità inglese per le attività petrolifere nel Paese (Oil & Gas Authority - OGA), l'assegnazione di una licenza, della durata di sei anni, per la realizzazione di un progetto di stoccaggio di CO₂ nell'area di Liverpool Bay. Il progetto di CCS prevede il riutilizzo dei giacimenti offshore esausti di Eni nell'area con un potenziale di stoccaggio iniziale fino a 3 milioni di tonnellate/anno e start-up delle attività nel 2025. Eni sarà operatore del progetto di stoccaggio e trasporto della CO₂ catturata dagli impianti industriali esistenti e dai futuri siti di produzione dell'idrogeno nell'area nell'ambito del progetto integrato HyNet North West. Il progetto contribuirà agli obiettivi di neutralità carbonica del Regno Unito entro il 2050. Nel corso dell'anno sono state avviate le attività di concept selection e firmati gli accordi per la raccolta di CO₂ dalle realtà industriali dell'area. Eni ha, inoltre, firmato un cooperation agreement con altri partner del settore Oil & Gas entrando nei progetti Net Zero Teesside (Eni 20%) e North Endurance Partnership (Eni 16,7%). L'integrazione dei due progetti consentirà la decarbonizzazione del distretto industriale dell'area Teesside nel nord est del Regno Unito attraverso la cattura, il trasporto e lo stoccaggio dell'anidride carbonica. Lo start-up delle attività è previsto nel 2026 con una capacità di cattura e stoccaggio iniziali di 4 milioni di tonnellate/anno di CO₂.

Nel marzo 2021 è stato annunciato dalle Autorità del Paese un primo finanziamento dei progetti CCS da parte del UK Research and Innovation (UKRI) l'ente nazionale inglese per la ricerca e l'innovazione. In particolare: (i) il progetto integrato HyNet North West verrà finanziato con circa £33 milioni (£21 milioni in quota Eni); e (ii) i progetti Net Zero Teesside e North Endurance Partnership riceveranno complessivamente circa £52 milioni (£9 milioni in quota Eni). I fondi ricevuti copriranno circa il 50% degli investimenti necessari per finalizzare gli studi di progettazione in corso e consentiranno di accelerare la decisione di investimento finale (FID) per tutti i progetti, prevista nel 2023.

AFRICA SETTENTRIONALE

Algeria L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta near-field con il pozzo BKNES-1 mineralizzato a olio (Eni 49%) nell'area del Berkine Nord.

Nel corso dell'anno è stato conseguito lo start-up produttivo della fase a gas nell'area del Berkine Nord (Eni 49%) attraverso uno sviluppo accelerato delle riserve. Il programma di sviluppo ha riguardato il completamento delle attività di drilling e collegamento di 4 pozzi produttori alle facility esistenti nonché la realizzazione della pipeline di collegamento all'impianto di trattamento di MLE nel Blocco 405b (Eni 75%). L'upgrading dell'impianto di trattamento di MLE realizzato nell'anno consentirà di raggiungere una produzione lorda di picco pari a 60 mila boe/giorno grazie alla produzione proveniente dal Blocco 403 (Eni 50%) e dall'area del Berkine Nord a fine 2021.

Le attività di sviluppo degli altri blocchi hanno riguardato principalmente attività di ottimizzazione della produzione nelle aree operate dei Blocchi 403a/d e ROM Nord (Eni 35%), Blocchi 401a/402a (Eni 55%), Blocco 403, Blocco 405b e Blocco 404 (Eni 12,25%).

EGITTO

Nel 2020 è stata ratificata l'assegnazione del blocco esplorativo West Sherbean (Eni 50%) nell'onshore del delta del Nilo.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le scoperte near-field in aree operate: (i) con le scoperte a gas Nidoco NW-1 nella concessione Abu Madi West (Eni 75%) e Bashrush (Eni 37,5%) nella Great Nooros Area; (ii) con il pozzo SWM-A-6X mineralizzato a olio nella concessione South West Meleiha (Eni 100%). Lo start-up produttivo è stato conseguito nel corso dell'anno; e (iii) nella concessione Meleiha (Eni 76%) l'estensione a sud del giacimento di Arcadia per tramite del pozzo ad olio Arcadia 9 già avviato in produzione.

Le nuove scoperte confermano il positivo track-record dell'esplorazione di Eni nel Paese grazie al continuo progresso tecnologico raggiunto nelle attività esplorative, consentendo inoltre di valorizzare il potenziale minerario anche in aree produttive mature. Le attività di sviluppo delle scoperte avviate in produzione o il cui start-up produttivo è previsto nel corso del 2021, fanno leva sulle sinergie con le infrastrutture presenti confermando l'efficacia della strategia esplorativa incrementale focalizzata su opportunità ad alto valore con un rapido time-to-market per sostenere nel breve termine le produzioni e il cash flow.

Nel corso del 2020 le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) la perforazione di pozzi di infilling nei giacimenti in produzione nell'area del Sinai (Eni 100%, operatore) e Melehiya Complex (Eni 76%, operatore); (ii) l'attività di drilling di sviluppo e start-up produttivo nei giacimenti operati di Arcadia South, Meleiha, South West Meleiha e Baltim SW (Eni 50%, operatore). In particolare, il programma di sviluppo di Baltim SW include l'ulteriore fase di full field development con la perforazione di ulteriori due pozzi produttori; e (iii) attività di manutenzione ed interventi di asset integrity sulle facility onshore e offshore delle concessioni operate del Sinai, Western Desert e del Mediterraneo.

Le attività di sviluppo relative al ramp-up della produzione del progetto Zohr hanno riguardato: (i) la perforazione di due ulteriori pozzi e collegamento alle facility produttive raggiungendo la capacità produttiva lorda di 87 milioni di metri cubi/giorno; e (ii) attività di ottimizzazione ed interventi di upgrading operativo delle facility sottomarine e dell'impianto di trattamento onshore.

Al 31 dicembre 2020 i costi di sviluppo capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto Zohr ammontano a \$5,5 miliardi pari a €4,5 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2020. I costi di sviluppo sostenuti nell'anno sono stati pari a €73 milioni. Al 31 dicembre 2020 le riserve certe del giacimento Zohr di competenza Eni sono pari a 771 milioni di boe.

Nell'ambito delle iniziative di social responsibility proseguono i programmi definiti dal Memorandum of Understanding firmato nel 2017. L'accordo, che affianca le attività di sviluppo del progetto Zohr, definisce due progetti di intervento da realizzarsi nell'arco di quattro anni. Il primo, già completato, include la ristrutturazione della clinica di El Garabaa, nei pressi delle facility produttive onshore di Zohr, e la fornitura di tutte le necessarie attrezzature medico-sanitarie. Il secondo progetto, per un valore complessivo di \$20 milioni, include tre iniziative di supporto socio-economico e sanitario a favore delle comunità locali nell'area di Zohr e Port Said. In particolare, due iniziative hanno riguardato la realizzazione di un: (i) Centro Medico che fornirà servizi di assistenza sanitaria a circa 60 mila persone; (ii) Centro giovanile che fornirà programmi a supporto dei giovani anche con servizi di formazione professionale. Le attività inerenti sono state completate e le due strutture sono state consegnate alle Autorità locali. Il terzo progetto, che rientra nell'ambito dell'istruzione e formazione tecnica, è in corso di definizione. L'avvio delle attività è previsto nel corso del 2021.

AFRICA SUB-SAHARIANA

Angola Nel corso del 2020 è stata assegnata con il ruolo di operatore il blocco offshore 28 (Eni 60%) nel bacino di Namibe e il blocco Cabinda Central (Eni 42,5%) nell'onshore del Paese.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel Blocco operato 15/06 (Eni 36,84%) con l'appraisal della scoperta Agogo, con volumi stimati pari a 1 miliardo di boe in posto. Nel corso dell'anno è stata rinnovata la licenza esplorativa del Blocco 15/06 per ulteriori tre anni. L'accordo consentirà di valutare il possibile potenziale minerario addizionale dell'area.

Nel 2020 è stata portata a regime la produzione del pozzo di scoperta di Agogo, attraverso il collegamento alla FPSO Ngoma, nell'ambito del progetto West Hub. Lo start-up record in soli nove mesi dalla scoperta, conferma l'impegno di Eni nello sviluppo fast-track delle risorse scoperte, che massimizza il valore dei progetti attraverso sviluppi sinergici con infrastrutture già esistenti.

Nel Blocco 15/06 le altre attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto Cabaça North & UM 4/5 per il completamento delle facility di collegamento sottomarine, di produzione ed iniezione; (ii) studi per la fase full field di sviluppo del campo di Agogo; e (iii) le attività inerenti per lo sviluppo della scoperta Ndungu.

Nell'ottobre 2020 sono stati ratificati i decreti attuativi che prevedono l'unitizzazione di tre Development Area del Blocco 14 (Eni 20%), con estensione della licenza al 2028. Gli accordi prevedono un nuovo piano di sviluppo dell'area e un incremento dell'entitlement dei volumi prodotti per il recupero dei costi sostenuti.

Le iniziative e i progetti di sviluppo locale promossi nel corso del 2020 hanno riguardato: (i) la ristrutturazione della scuola Beira Nova presso Cabinda; (ii) l'installazione di due sistemi di produzione di energia da fonte rinnovabile presso due centri di salute medica nella provincia di Luanda; (iii) il supporto allo sviluppo agricolo del territorio in collaborazione con le Autorità locali competenti; e (iv) il progetto di sviluppo integrato nelle province di Huila e Namibe attraverso iniziative di accesso all'acqua, all'energia, programmi di educazione, diversificazione economica e programmi a tutela della salute.

Congo Nel corso dell'anno è stato conseguito lo start-up produttivo del progetto Nené fase 2b nel blocco Marine XII (Eni 65%, operatore) attraverso il collegamento alla piattaforma produttiva nell'area. Lo sviluppo full field è previsto nel secondo semestre del 2022.

Le attività di sviluppo hanno riguardato l'espansione della centrale elettrica CEC (Eni 20%) portando la capacità di generazione elettrica a 484 MW, attraverso l'installazione nel 2020 di una terza turbina. La fornitura addizionale di gas sarà assicurata dalla produzione del blocco Marine XII.

Sono proseguite le attività della seconda fase del Progetto Integrato Hinda con iniziative a supporto dello sviluppo economico, agricolo, accesso all'acqua, programmi di istruzione e progetti per lo sviluppo dei servizi sanitari. In particolare, nell'ambito delle iniziative di accesso all'acqua, nel corso del 2020 è stata completata la realizzazione di ulteriori 5 pozzi, consentendo di rendere disponibili 30 pozzi d'acqua per una popolazione di quasi 20.000 persone. Sono proseguite le attività di costruzione e forniture di attrezzature per la realizzazione del centro di formazione a Oyo, nel nord del Paese. Il completamento è previsto nel 2021.

Mozambico Le attività di sviluppo di Area 4 (Eni 25%) nell'offshore riguardano il progetto a gas di Coral South, operato da Eni, e le scoperte a gas del Mamba Complex dove Eni è operatore della fase upstream ed Exxon-Mobil della fase midstream (liquefazione).

Le attività relative al progetto sanzionato di Coral South prevedono la realizzazione di un impianto galleggiante per il trattamento, la liquefazione, lo stoccaggio e l'export del gas con una capacità di circa 3,4 milioni di tonnellate all'anno di GNL, alimentato da 6 pozzi sottomarini. Il gas liquefatto sarà venduto dai concessionari di Area 4 alla BP sulla base di un contratto long-term della durata di venti anni con opzione di estensione di ulteriore dieci anni. Il progetto ha raggiunto oltre l'80% del completamento delle attività di sviluppo previste. Lo start-up è previsto nel 2022.

Per le scoperte del Mamba Complex, il progetto Rovuma LNG prevede lo sviluppo di una parte delle riserve a cavallo con Area 1 (riserve straddled) attraverso un piano indipendente ma coordinato con l'operatore dell'Area 1 (Total), a cui si aggiungono parte delle riserve non straddled. Il progetto iniziale prevede la realizzazione di due treni di liquefazione onshore, alimentati da 24 pozzi sottomarini, per il trattamento, la liquefazione del gas, lo stoccaggio e l'export del GNL della capacità di circa 7,6 milioni di tonnellate all'anno ciascuno. Il piano di sviluppo è stato approvato, nel 2019, dalle competenti Autorità del Paese. I due operatori continuano le attività di sviluppo del progetto per poter raggiungere la decisione finale d'investimento.

Nell'anno sono proseguite le iniziative Eni a sostegno della popolazione locale del Paese, tra cui: (i) programmi a supporto della scolarità primaria e infantile, in particolare nella città di Pemba, anche attraverso la costruzione di una scuola e interventi di riabilitazione nonché programmi di formazione; (ii) iniziative per la promozione di comportamenti domestici più sostenibili attraverso progetti di clean cooking; (iii) programmi di protezione della biodiversità ed iniziative di formazione tecnico-professionale anche attraverso accordi con istituzioni e

Autorità del Paese; (iv) progetti per la protezione e conservazione delle foreste (REDD+ program) in collaborazione con il Governo del Mozambico; e (v) programmi a sostegno della salute, coordinate con le Autorità sanitarie del Paese, nell'area di Maputo attraverso iniziative specifiche sui temi della prevenzione.

Nigeria Nel gennaio 2021, Eni e gli altri partner dell'area hanno completato la cessione del blocco onshore in produzione e sviluppo OML 17 (Eni 5%).

Le attività di sviluppo dei Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%, operatore) hanno riguardato: (i) programmi di ottimizzazione della produzione attraverso interventi di workover e attività di drilling; (ii) il potenziamento della centrale termoelettrica a ciclo combinato di Okpai alimentata da parte del gas prodotto dall'area. È stata completata la prima fase del progetto di espansione consentendo di raggiungere una capacità installata di 780 MW. Le altre attività di sviluppo hanno riguardato: (i) la perforazione di 8 pozzi a olio nel giacimento offshore EA nel Blocco 79 (Eni 5%); (ii) programmi di ottimizzazione della produzione attraverso interventi di workover nel campo di Gbaran nel blocco OML 28 (Eni 5%) e Forkados Yokri nel blocco OML 43 (Eni 5%); (iii) le perforazioni di 4 pozzi a olio nell'area occidentale del Blocco 46 (Eni 5%); e (iv) il completamento di un pozzo addizionale di sviluppo del giacimento offshore di Bonga (Eni 12,5%).

Prosegue la collaborazione con la FAO (Food and Agriculture Organization) per promuovere l'accesso all'acqua pulita e sicura in Nigeria, in particolare nelle aree nord-est, tramite la realizzazione di pozzi alimentati da sistemi fotovoltaici, per uso domestico e per irrigazione. Nel 2020 sono stati realizzati 6 pozzi, che vanno ad aggiungersi a quelli realizzati nel biennio 2018-2019, per un totale di 22 pozzi. I programmi Eni a sostegno delle comunità locali del Paese proseguono con: (i) programmi di accesso all'energia; (ii) progetti di diversificazione economica, in particolare le iniziative del Green River Project; (iii) attività a supporto dell'educazione e formazione professionale; e (iv) interventi di riabilitazione di strutture sanitarie e fornitura di materiale medico.

Eni partecipa con il 10,4% nella società Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del Delta del Niger. L'impianto ha una capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un gas supply agreement dalle produzioni di tre joint venture SPDC JV (Eni 5%), TEPNG JV e della NAOC JV (Eni 20%). I volumi trattati dall'impianto nel corso del 2020 sono stati pari a circa 32 miliardi di metri cubi. La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati statunitense, asiatico ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Ltd.

KAZAKHSTAN

Kashagan Le attività di sviluppo del giacimento Kashagan (Eni 16,81%) sono focalizzate sul programma di espansione per fasi della capacità produttiva. La prima fase di sviluppo prevede un progressivo aumento fino a raggiungere i 450 mila barili di olio al giorno. Le attività in corso, sanzionate durante il 2020, prevedono l'incremento della capacità di trattamento del gas associato attraverso: (i) la reiniezione in giacimento con l'upgrading delle facility esistenti; e (ii) per la restante parte dei volumi di gas associato, la consegna a una nuova unità di trattamento onshore gestita da terze parti, in via di realizzazione.

Al 31 dicembre 2020 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a \$10 miliardi, pari a €8,1 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2020, formato dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2020 (\$7,4 miliardi), dagli oneri finanziari capitalizzati e dall'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri partner in esercizi precedenti (\$2,6 miliardi). I costi di sviluppo sostenuti nell'anno sono stati pari a €27 milioni. Al 31 dicembre 2020 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 675 milioni di boe in aumento rispetto al 2019 per effetto della variazione del marker Brent di riferimento.

Karachaganak Nell'ambito dei progetti di ampliamento della capacità di trattamento gas degli impianti del giacimento di Karachaganak (Eni 29,25%): (i) sono in corso di esecuzione il progetto Karachaganak Debottlenecking e la realizzazione di una quarta unità di reiniezione gas; e (ii) completata la fase di Front End Engineering Design del Karachaganak Expansion Project (KEP).

In particolare, il progetto KEP per l'incremento della capacità di reiniezione di gas è stato suddiviso in fasi. Le prime attività del programma di sviluppo, sanzionate alla fine dell'anno, includono la realizzazione di una sesta linea di iniezione, la perforazione di tre nuovi pozzi iniettori e una nuova unità di compressione gas. L'avvio è previsto nel 2024. Inoltre, il progetto prevede un'ulteriore fase con l'installazione di una nuova unità di trattamento e di un'ulteriore unità di compressione.

Prosegue l'impegno di Eni a sostegno delle comunità presso l'area del giacimento di Karachaganak. In particolare, continuano gli interventi in ambito di: (i) formazione professionale; e (ii) realizzazione di asili e scuole, manutenzione di ponti e strade, costruzione di centri sportivi.

Al 31 dicembre 2020 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Karachaganak ammontano a \$4,3 miliardi, pari a €3,5 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2020. I costi di sviluppo sostenuti nell'anno sono stati pari a €147 milioni. Al 31 dicembre 2020 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 507 milioni di boe, in lieve aumento rispetto al 2019, dovuta principalmente alla variazione del marker Brent di riferimento.

RESTO DELL'ASIA

Emirati Arabi Uniti Nell'anno è stata acquisita con il ruolo di operatore il Blocco esplorativo 3 (Eni 70%), nell'offshore di Abu Dhabi. Il commitment della prima fase esplorativa prevede studi esplorativi, la perforazione di un pozzo esplorativo e di appraisal.

Nel gennaio 2021 è stata avviata la produzione del campo di Mahani, situato nella Concessione onshore Area B (Eni 50%) dell'Emirato di Sharjah. Lo start-up è avvenuto entro un anno dalla dichiarazione di scoperta, avvenuta nel gennaio 2020, e in meno di 2 anni dalla firma del contratto petrolifero. Le attività di sviluppo per le quali è stata presa la decisione finale d'investimento prevedono il progressivo ramp-up della produzione attraverso il collegamento di ulteriori due pozzi produttori la cui perforazione è stata già programmata.

Indonesia Nel corso del 2020 è stata acquisita con il ruolo di operatore la licenza esplorativa West Ganai (Eni 40%). Le attività di sviluppo hanno riguardato il progetto offshore a gas di Merakes nel blocco operato East Sepinggan (Eni 65%). Il progetto prevede la perforazione e il completamento di cinque pozzi sottomarini che verranno collegati all'unità galleggiante di produzione (Floating Production Unit - FPU) del giacimento in produzione di Jangkrik (Eni 55%, operatore). Il gas prodotto, dopo essere stato trattato dalla FPU, sarà spedito tramite pipeline all'impianto onshore connesso al sistema di trasporto di East Kalimantan per poi raggiungere l'impianto di liquefazione di Bontang oppure venduto spot nel mercato domestico. Lo start-up è previsto nel 2021.

Sono proseguite le attività ed iniziative sui temi di accesso all'acqua ed energia rinnovabile a supporto dello sviluppo locale nelle aree operative di Samoja, Kutai Kartanegara e Kalimantan orientale.

Iraq Le attività riguardano l'esecuzione di un'ulteriore fase di sviluppo dell'ERP (Enhanced Redevelopment Plan) per il progetto di Zubair (Eni 41,56%), che consentirà di raggiungere il livello produttivo di plateau pari a 700 mila barili/giorno. La capacità produttiva e le principali facility per raggiungere il target produttivo sono state già installate. Le riserve presenti nel giacimento saranno messe progressivamente in produzione attraverso la perforazione di pozzi produttivi addizionali nei prossimi anni.

Continua l'impegno di Eni con progetti in ambito scolastico, sanitario, ambientale e di accesso all'acqua. In particolare: (i) avviate le attività per la costruzione di una nuova scuola a Zubair City; (ii) sono proseguite le attività di revamping di due impianti di acqua per arrivare alla distribuzione di circa 30 milioni di litri di acqua potabile al giorno; e (iii) proseguono le attività per l'ampliamento del Basra Children Cancer e la fornitura di attrezzature sanitarie.

Pakistan Nel marzo 2021, Eni ha definito un accordo per la cessione di tutte le attività nel Paese, che comprendono le partecipazioni in otto licenze in sviluppo e produzione, all'operatore locale Prime International Oil & Gas Company. In particolare l'accordo include la cessione dei giacimenti operati di Bhit/Badhra (Eni 40%) e Kadanwari (Eni 18,42%) nonché la quota di partecipazione nei permessi di Latif (Eni 33,3%), Zamzama (Eni 17,75%) e Sawan (Eni 23,7%).

AMERICA

Messico Nel febbraio 2020, l'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta offshore a olio di Sarsken nel Blocco 10 (Eni 65%, operatore).

Le attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato il programma di sviluppo full field della licenza operata Area 1 (Eni 100%) già in produzione. In particolare nel corso dell'anno è stata completata l'attività di drilling di sviluppo con incremento dei pozzi produttori e collegamento alla piattaforma produttiva Miztón. L'ulteriore fase del progetto riguarda la messa in produzione della scoperta Amoca attraverso l'installazione di un'ulteriore piattaforma produttiva in fase di realizzazione e la riconversione e upgrading di una FPSO che sarà completata nel corso del 2021 con tutte le facility di collegamento e trattamento. L'avvio produttivo è atteso nel 2022.

Nel corso del 2020 è stata avviata la fase di FEED per le ultime due piattaforme produttive.

Nell'ambito degli accordi di collaborazione con le Autorità locali sull'individuazione di iniziative nel campo della salute, dell'educazione, dell'ambiente nonché della diversificazione economica a supporto della disoccupazione, nel corso dell'anno le attività hanno riguardato: (i) programmi per la fornitura alimentare; (ii) ristrutturazione di edifici scolastici e realizzazione di strade; (iii) campagne di screening medico infantile; (iv) iniziative volte all'individuazione di progetti a supporto dell'occupazione giovanile; e (v) monitoraggi ambientali. L'obiettivo degli accordi siglati è quello di definire ulteriori progetti con l'obiettivo di contribuire allo sviluppo sostenibile delle aree prossime all'attività Eni nel Paese.

INIZIATIVE DI FORESTRY

All'interno del processo di decarbonizzazione, uno dei pilastri e delle linee di azione adottate da Eni, sono le iniziative per la protezione, conservazione e gestione sostenibile delle foreste, principalmente nei Paesi in via di sviluppo che, nell'ambito delle strategie di mitigazione dei cambiamenti climatici, sono considerati tra i più rilevanti a livello internazionale.

Un punto chiave di tale approccio sono i progetti inquadrati nel cosiddetto schema REDD+ (Reducing Emissions from Deforestation and forest Degradation). Lo schema REDD+ è stato concepito dalle Nazioni Unite (in particolare nell'ambito dell'UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change, Convenzione sui cambiamenti climatici) e prevede attività di conservazione delle foreste con gli obiettivi di ridurre le emissioni e migliorare la capacità di stoccaggio naturale della CO₂, favorendo, al contempo, un modello alternativo di sviluppo delle comunità locali attraverso la promozione di attività socio-economiche in linea con la gestione sostenibile, la valorizzazione delle foreste e la conservazione della biodiversità. Proprio all'interno di tale schema si inseriscono le attività di Eni nel campo della tutela delle foreste: affiancando i Governi dei Paesi, le comunità locali e le Agenzie delle Nazioni Unite dedicate, supporta strategie REDD+, in coerenza con gli NDC (Nationally Determined Contributions) e i Piani di Sviluppo Nazionali e, in particolare, con gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDGs) delle Nazioni Unite.

Eni ha costruito nel tempo solide partnership con sviluppatori internazionali riconosciuti di progetti REDD+ quali BioCarbon Partners, Terra Global, Peace Parks Foundation, First Climate e Carbonsink, che consente a Eni di sovrintendere ogni fase dei progetti, dalla progettazione all'implementazione fino alla verifica della riduzione delle emissioni, con un ruolo attivo nella Governance del progetto.

La partecipazione diretta nei progetti risulta fondamentale, non solo per garantire l'aderenza allo schema REDD+, ma anche per consentire l'allineamento agli standard più elevati per la certificazione della riduzione delle emissioni di carbonio e delle ricadute sociali e ambientali (quali Verified Carbon Standard - VCS e Climate Community & Biodiversity Standards - CCB), riconosciuti a livello internazionale e coerenti con gli standard qualitativi che Eni intende raggiungere.

L'ingresso di Eni nei progetti forestry è stato sancito con l'accordo con BioCarbon Partners, attraverso il quale ha acquisito il ruolo di membro attivo nella governance del Luangwa Community Forests Project (LCFP) in Zambia.

Il progetto LCFP copre un'area di circa 1 milione di ettari, coinvolge oltre 170.000 beneficiari anche con iniziative di diversificazione economica, ed è, al momento, uno dei più grandi progetti REDD+ in Africa ad aver ottenuto da parte di VERRA, organizzazione no-profit leader nella certificazione dei crediti di carbonio generati, la validazione CCB (Climate, Community and Biodiversity) 'Triple Gold' standard per il suo eccezionale impatto sociale e ambientale.

Eni si è impegnata ad acquistare i crediti di carbonio generati dal progetto fino al 2038. In particolare, nel novembre 2020 è stata conseguita la prima compensazione di emissioni GHG equivalenti a 1,5 milioni di tonnellate di CO₂ con i crediti generati dal progetto LCFP.

Eni sta continuando a valutare ulteriori iniziative in diversi Paesi attraverso l'avvio di altre partnership con governi e sviluppatori internazionali in Africa (Angola, Repubblica Democratica del Congo, Ghana, Malawi, Mozambico e Zambia), America latina (Colombia e Messico) ed Asia (Vietnam e Malesia). L'obiettivo nel medio-lungo termine è una progressiva crescita di tali iniziative fino a disporre di un portafoglio annuale di crediti di carbonio in grado di compensare oltre 6 milioni di tonnellate di CO₂ entro il 2024, oltre 20 milioni di tonnellate nel 2030 nonché oltre 40 milioni di tonnellate entro il 2050.

Global Gas & LNG Portfolio



€326 mln

Utile operativo adjusted
vs. 2019: +68,9%

112 €/mgl mc

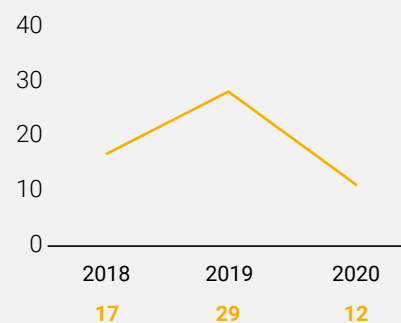
Prezzo medio annuo
del gas Italia
vs. 2019: -35%

37,30 mld mc

Vendite gas in Italia
vs. 2019: -1,8% nonostante
la forte contrazione
della domanda (-5%)

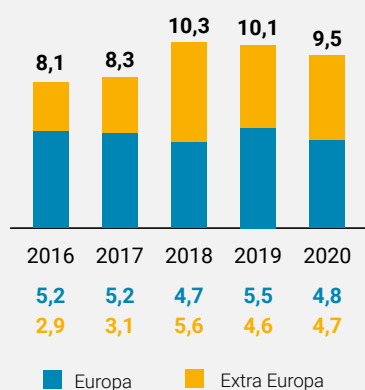
Riavviato l'impianto
di liquefazione
di **Damietta**
in Egitto con una capacità
annua di **7,56 mld mc**

Andamento prezzi hub

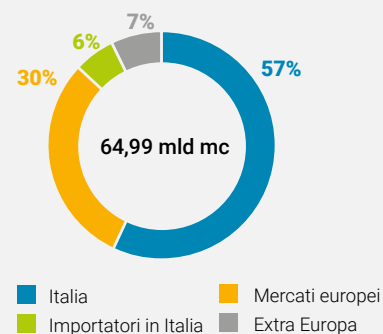


— Spread PSV - TTF (€/mgl mc)

Vendite di GNL | mld mc



Vendite gas per area geografica



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	1,15	0,56	0,51
di cui: dipendenti		0,99	0,96	0,40
contrattisti		1,37	0,00	0,69
Vendite gas naturale ^(a)	(miliardi di metri cubi)	64,99	72,85	76,60
Italia		37,30	37,98	39,17
Resto d'Europa		23,00	26,72	29,17
di cui: Importatori in Italia		3,67	4,37	3,42
Mercati europei		19,33	22,35	25,75
Resto del mondo		4,69	8,15	8,26
Vendite di GNL ^(b)		9,5	10,1	10,3
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	700	711	734
di cui all'estero		410	418	416
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	0,36	0,25	0,62

(a) Include vendite intercompany.

(b) Si riferiscono alle vendite di GNL delle società consolidate e collegate del settore GGP (già incluse nelle vendite gas mondo).

Performance dell'anno

- L'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro si attesta a 1,15 a seguito di due eventi di lieve entità.
- Le emissioni dirette di GHG (Scope 1) in aumento del 48% rispetto al 2019 in relazione ad un incremento degli avviamenti produttivi legato a discontinuità nella domanda gas e delle emissioni da venting per interventi di manutenzione presso gli impianti di Sergaz.
- Le vendite di gas naturale nel mondo sono state di 64,99 miliardi di metri cubi, con una flessione del 10,8% rispetto al 2019 (-7,86 miliardi di metri cubi). In riduzione dell'1,8% le vendite in Italia (37,30 miliardi di metri cubi vs. 37,98 miliardi di metri cubi registrati nel 2019).
- Le vendite di GNL sono state di 9,5 miliardi di metri cubi, con una flessione del 5,9% rispetto al 2019.

Riavvio dell'impianto di liquefazione di Damietta

Nel febbraio 2021 è stata riavviata la produzione di GNL presso l'impianto di liquefazione di Damietta (Eni 50%), in linea con gli accordi perfezionati nel marzo 2021 con le autorità della Repubblica Araba d'Egitto (ARE) e il partner spagnolo Naturgy, volti a risolvere tutte le controversie pendenti tra le parti e a riavviare l'operatività dell'impianto chiuso nel 2012. Nell'ambito di tali accordi Eni subentrerà nel contratto di acquisto del gas naturale destinato all'impianto, ricevendo i corrispondenti diritti di liquefazione e nelle attività di commercializzazione di gas naturale in Spagna, rafforzando la sua presenza nel mercato europeo del gas.

La ripresa dell'operatività dell'impianto, con una capacità di 7,56 miliardi di metri cubi all'anno, consente di rafforzare gli obiettivi strategici Eni di crescita del portafoglio GNL e la presenza nell'Est Mediterraneo.

GAS NATURALE

APPROVVIGIONAMENTI

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 62,16 miliardi di metri cubi, in riduzione di 8,26 miliardi di metri cubi, pari all'11,7% rispetto al 2019.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (54,69 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa l'88% del totale, sono diminuiti rispetto al 2019 (-10,16 miliardi di metri cubi; -15,7%) principalmente per effetto dei minori volumi approvvigionati nei Paesi Bassi (-3,01 miliardi di metri cubi), in Russia (-1,87 miliardi di metri cubi), in Algeria (-1,44 miliardi di metri cubi), in Libia (-1,42 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dai maggiori acquisti effettuati in Norvegia (+0,76 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (7,47 miliardi di metri cubi) sono in aumento del 34,1% rispetto al periodo di confronto.

APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

	(miliardi di metri cubi)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
ITALIA		7,47	5,57	5,46	1,90	34,1
Russia		22,49	24,36	26,10	(1,87)	(7,7)
Algeria (incluso il GNL)		5,22	6,66	12,02	(1,44)	(21,6)
Libia		4,44	5,86	4,55	(1,42)	(24,2)
Paesi Bassi		1,11	4,12	3,95	(3,01)	(73,1)
Norvegia		7,19	6,43	6,75	0,76	11,8
Regno Unito		1,62	1,75	2,21	(0,13)	(7,4)
Indonesia (GNL)		1,15	1,58	3,06	(0,43)	(27,2)
Qatar (GNL)		2,47	2,79	2,56	(0,32)	(11,5)
Altri acquisti di gas naturale		5,24	7,90	5,50	(2,66)	(33,7)
Altri acquisti di GNL		3,76	3,40	1,97	0,36	10,6
ESTERO		54,69	64,85	68,67	(10,16)	(15,7)
TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		62,16	70,42	74,13	(8,26)	(11,7)
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio		0,52	0,08	0,08	0,44	...
Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni		(0,03)	(0,22)	(0,18)	0,19	86,4
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		62,65	70,28	74,03	(7,63)	(10,9)
Disponibilità per la vendita delle società collegate		2,34	2,57	2,57	(0,23)	(8,9)
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		64,99	72,85	76,60	(7,86)	(10,8)

Nel 2020, i principali flussi approvvigionati di gas equity derivano principalmente dalle produzioni: (i) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (3 miliardi di metri cubi); (ii) dei giacimenti nazionali (2,8 miliardi di metri cubi); (iii) dei giacimenti libici (1 miliardo di metri cubi); (iv) dell'Indonesia (0,6 miliardi di metri cubi) e (v) degli Stati Uniti (0,3 miliardi di metri cubi).

I volumi di gas equity sono stati di 7,7 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 12% del totale delle disponibilità per la vendita.

Le disponibilità per la vendita delle società collegate sono pari a 2,34 miliardi di metri cubi (-8,9% rispetto al 2019) e riguardano principalmente volumi approvvigionati in Oman, Stati Uniti e Spagna.

VENDITE

In uno scenario caratterizzato dalla crescente pressione competitiva e dalla contrazione della domanda (circa -5% e -3% i consumi nazionali e nell'Unione Europea rispetto al 2019), le vendite di gas naturale di 64,99 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi e la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity) hanno evidenziato una flessione di 7,86 miliardi di metri cubi rispetto al 2019, pari al 10,8% anche a causa della recessione economica dovuta alla pandemia COVID-19 con prelievi ridotti in particolare nei segmenti termoelettrico e industriale.

VENDITE DI GAS PER ENTITÀ

	(miliardi di metri cubi)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Vendite delle società consolidate		62,58	70,17	73,68	(7,59)	(10,8)
Italia (inclusi autoconsumi)		37,30	37,98	39,17	(0,68)	(1,8)
Resto d'Europa		21,54	25,21	27,42	(3,67)	(14,6)
Extra Europa		3,74	6,98	7,09	(3,24)	(46,4)
Vendite delle società collegate (quota Eni)		2,41	2,68	2,92	(0,27)	(10,1)
Resto d'Europa		1,46	1,51	1,75	(0,05)	(3,3)
Extra Europa		0,95	1,17	1,17	(0,22)	(18,8)
TOTALE VENDITE GAS MONDO		64,99	72,85	76,60	(7,86)	(10,8)

Le vendite in Italia pari a 37,30 miliardi di metri cubi sono in riduzione dell'1,8%, principalmente per effetto delle minori vendite al settore termoelettrico ed industriale, in parte compensate dai maggiori volumi commercializzati all'Hub. In diminuzione i ritiri degli importatori in Italia (3,67 miliardi di metri cubi; -16% rispetto al 2019) a seguito della ridotta disponibilità di gas libico.

Le vendite sui mercati europei di 19,33 miliardi di metri cubi sono in diminuzione del 13,5% (-3,02 miliardi di metri cubi) rispetto al 2019.

Le vendite nei mercati extra europei pari a 4,69 miliardi di metri cubi hanno registrato una riduzione del 42,5% rispetto allo scorso esercizio (-3,46 miliardi di metri cubi) a seguito dei minori volumi commercializzati negli Stati Uniti e delle minori vendite di GNL nei mercati del Far East.

VENDITE DI GAS PER MERCATO

	(miliardi di metri cubi)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
ITALIA		37,30	37,98	39,17	(0,68)	(1,8)
Grossisti		12,89	13,08	14,67	(0,19)	(1,5)
PSV e borsa		12,73	12,13	12,49	0,60	4,9
Industriali		4,21	4,62	4,40	(0,41)	(8,9)
Termoelettrici		1,34	1,90	1,50	(0,56)	(29,5)
Autoconsumi		6,13	6,25	6,11	(0,12)	(1,9)
VENDITE INTERNAZIONALI		27,69	34,87	37,43	(7,18)	(20,6)
Resto d'Europa		23,00	26,72	29,17	(3,72)	(13,9)
Importatori in Italia		3,67	4,37	3,42	(0,70)	(16,0)
Mercati europei:		19,33	22,35	25,75	(3,02)	(13,5)
<i>Penisola Iberica</i>		3,94	4,22	4,65	(0,28)	(6,6)
<i>Germania/Austria</i>		0,35	2,19	1,93	(1,84)	(84,0)
<i>Benelux</i>		3,58	3,78	5,29	(0,20)	(5,3)
<i>Regno Unito</i>		1,62	1,75	2,22	(0,13)	(7,4)
<i>Turchia</i>		4,59	5,56	6,53	(0,97)	(17,4)
<i>Francia</i>		5,01	4,47	4,95	0,54	12,1
<i>Altro</i>		0,24	0,38	0,18	(0,14)	(36,8)
Mercati extra europei		4,69	8,15	8,26	(3,46)	(42,5)
TOTALE VENDITE GAS MONDO		64,99	72,85	76,60	(7,86)	(10,8)

GNL

VENDITE DI GNL

	(miliardi di metri cubi)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Europa		4,8	5,5	4,7	(0,7)	(12,7)
Extra Europa		4,7	4,6	5,6	0,1	2,2
TOTALE VENDITE GNL		9,5	10,1	10,3	(0,6)	(5,9)

Le vendite di GNL (9,5 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) si riducono del 5,9% rispetto al 2019 e hanno riguardato principalmente il GNL proveniente dal Qatar, Nigeria, Indonesia e Oman e commercializzato in Europa, Cina, Pakistan e Taiwan.

TRASPORTO INTERNAZIONALE

Eni, in qualità di shipper, dispone dei diritti di trasporto su di un sistema di gasdotti europei e nord africani funzionale all'importazione e alla commercializzazione in Italia e in Europa del gas naturale proveniente dalle aree di produzione di Russia, Algeria, Mare del Nord, inclusi Paesi Bassi, Norvegia e Libia.

Eni partecipa, inoltre, al capitale di società che operano i gasdotti o ne gestiscono i diritti di trasporto.

I principali gasdotti attualmente partecipati o operati da Eni sono: i) il gasdotto TTPC, per l'importazione di gas algerino dello sviluppo complessivo di 740 chilometri; ii) il gasdotto TMPC, per l'importazione di gas algerino (775 chilometri); iii) il gasdotto GreenStream, per l'importazione del gas libico composto da una linea di 520 chilometri; infine iv) Eni partecipa al gasdotto sottomarino Blue Stream che collega la Russia alla Turchia attraverso il Mar Nero. Questi asset generano un flusso stabile di utile operativo, grazie alla vendita principalmente su base long-term dei relativi diritti di trasporto.

Attività ambientali



78 %

Quota dei rifiuti recuperati vs recuperabili
vs. 2019: +19 p.p.

6 mln di mc

Acque recuperate nel 2020
vs. 2019: +20%

Assegnato da **ArcelorMittal**
il contratto per la progettazione
degli **interventi di bonifica**
dell'**area ex Ilva** a Taranto

**Avviate iniziative
all'estero** a supporto
delle attività upstream

Attività di bonifica

L'attività è svolta da Eni Rewind, la società ambientale di Eni che attraverso un modello integrato end to end garantisce il presidio del processo di risanamento ambientale, pianificando sin dalle prime fasi e in accordo con le istituzioni e gli stakeholder locali, i progetti di valorizzazione e riutilizzo delle risorse, al fine di renderle disponibili per iniziative di sviluppo sostenibile, sia in Italia che all'estero. Nel realizzare le attività, Eni Rewind applica le tecnologie più avanzate, rivolgendo una forte attenzione a soluzioni on site e in situ, con l'obiettivo di massimizzare l'efficacia e l'efficienza degli interventi.

Nel 2020 Eni Rewind ha ampliato il perimetro delle proprie attività al di fuori del gruppo con l'assegnazione da ArcelorMittal del contratto per la progettazione degli interventi di bonifica dell'area ex Ilva a Taranto. Il contratto include anche l'assistenza nell'iter autorizzativo finalizzato all'approvazione da parte degli enti preposti del progetto di messa in sicurezza operativa dello stabilimento. Inoltre, attraverso il Progetto Rinnovabili per l'Italia, sono stati individuati terreni recuperati nelle aree industriali dove installare impianti fotovoltaici, impianti a biomassa e centrali solari a concentrazione.

Nel 2020 è stato inaugurato, in alcune aree del sito Eni di Porto Torres, un parco fotovoltaico con una capacità installata di 31 MW. L'energia prodotta è destinata in parte all'attività industriale presente nell'area consentendo di evitare emissioni per circa 26 mila tonnellate/anno di CO₂. Nel corso dell'anno è stata individuata un'ulteriore area da destinare alla realizzazione di un parco fotovoltaico di 34 MW, in fase di progettazione. Inoltre, proseguono le attività del Progetto Ravenna Ponticelle che prevede, attraverso un intervento ambientale di messa in sicurezza permanente e la successiva riqualificazione, la realizzazione di: (i) un impianto fotovoltaico; (ii) un impianto di bio-remediation di recupero terreni con annesso laboratorio biologico; e (iii) una piattaforma polifunzionale in partnership con un altro player locale per la gestione fino a 60 mila tonnellate all'anno di rifiuti speciali derivanti dalle attività ambientali e produttive in linea con le direttive europee del settore.

Water & Waste Management

L'attività eseguita da Eni Rewind, si focalizza nel trattamento delle acque nei siti di proprietà del Gruppo, attraverso un sistema integrato di intercettazione e convogliamento delle acque di falda ad impianti di trattamento per la loro depurazione. Attualmente sono operativi e gestiti 42 impianti di trattamento acque in Italia, con circa 36 milioni di metri cubi di acqua trattata nel 2020.

Nel corso dell'anno sono state completate le attività di automazione e digitalizzazione degli impianti di trattamento acque di falda, con il completamento del controllo remoto per i principali impianti.

Continua l'attività di recupero e riutilizzo dell'acqua trattata per la produzione di acqua demineralizzata per uso industriale e nell'ambito dei piani operativi di bonifica dei siti contaminati. Nel corso del 2020 sono stati riutilizzati circa 6 milioni di metri cubi di acque dopo trattamento.

Proseguono le attività relative all'applicazione della tecnologia Blue Water presso il Centro Olio Val d'Agri di Viggiano. Il progetto è finalizzato al trattamento e al recupero delle acque di produzione estratte da giacimento per un riutilizzo ad uso industriale. Il progetto è in corso di autorizzazione.

Inoltre, Eni Rewind gestisce la quasi totalità dei rifiuti provenienti sia dalle attività di risanamento ambientale sia dalle attività produttive del Gruppo in Italia, attraverso l'applicazione delle migliori tecnologie per minimizzare gli impatti ambientali. Nel 2020 sono state gestite complessivamente circa 1,7 milioni di tonnellate di rifiuti con una quota dei rifiuti recuperati rispetto a quelli realmente recuperabili che si attesta a circa il 78%.

L'attività dell'anno ha riguardato anche le iniziative all'estero, comprensive anche di programmi di training e knowledge sharing, in particolare in Iraq, Nigeria, Egitto, Tunisia, Kazakhstan, Turkmenistan ed Angola a supporto delle attività upstream in corso nei Paesi.

Inoltre, nel gennaio 2021 è stato firmato un Memorandum d'Intesa con l'Autorità Nazionale per il petrolio e il gas del Regno del Bahrain con l'obiettivo di individuare e promuovere iniziative congiunte per la gestione, il recupero e il riutilizzo delle risorse acqua, suolo e dei rifiuti del Paese.

Waste to Fuel

L'obiettivo di recupero e riuso delle risorse si concretizza anche attraverso lo sviluppo della tecnologia proprietaria Waste to Fuel che consente di trasformare la FORSU (Frazione Organica dei Rifiuti Solidi Urbani) in acqua e bio olio. Il bio olio può essere destinato al trasporto marittimo, visto il basso contenuto di zolfo, o contribuire a produrre biocarburanti avanzati, mentre l'acqua recuperata può essere destinata a usi industriali.

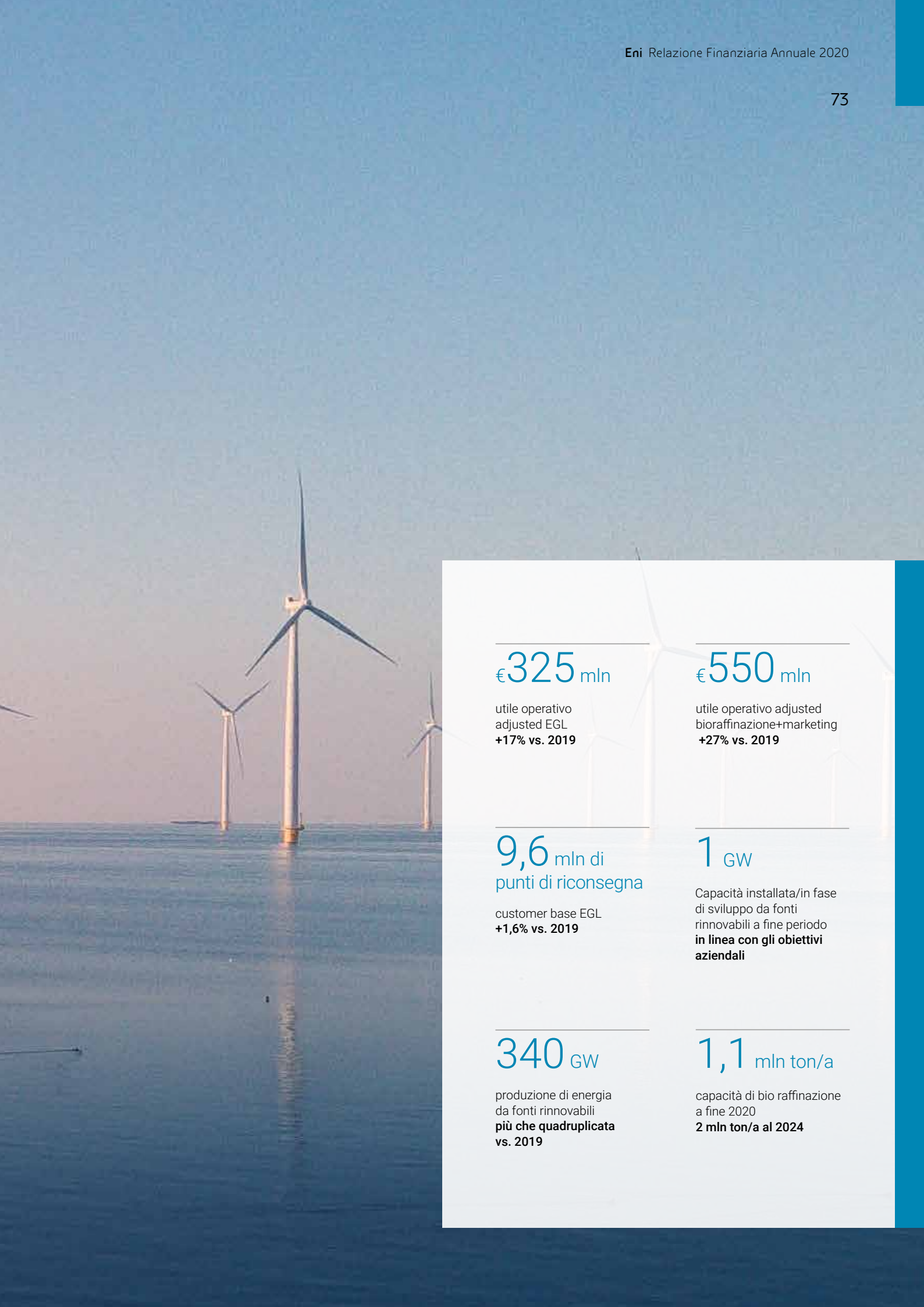
La prima applicazione della tecnologia è in corso a Gela attraverso un impianto pilota, avviato nel 2018.

La realizzazione di un impianto con scala industriale è prevista a Porto Marghera, in aree bonificate di proprietà. Il progetto prevede la realizzazione di un impianto con una capacità di trattamento fino a 150 mila tonnellate annue di FORSU. Nel 2020 è stato avviato l'iter autorizzativo del progetto, che prevede la collaborazione di realtà industriali e produttive locali in un'ottica di sinergia con il territorio.

Energy Evolution

A photograph of several offshore wind turbines in a calm sea under a soft, hazy sky at sunset or sunrise. The turbines are silhouetted against the warm light of the low sun, with their reflections visible on the water's surface. The overall mood is serene and forward-looking, representing clean energy.

La Direzione Generale Energy Evolution è impegnata nell'evoluzione dei business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio, blue e green. In particolare, è focalizzata sulla crescita della generazione elettrica rinnovabile e del bio metano, coordina l'evoluzione bio e circolare del sistema di raffinazione e della chimica. Sviluppa ulteriormente il portafoglio retail di Eni fornendo prodotti sempre più decarbonizzati per la mobilità, il consumo domestico e delle piccole imprese. La Direzione comprende i risultati dei business Refining & Marketing, della chimica gestito da Versalis SpA e dalle sue controllate, del retail Gas & Power gestito da Eni gas e luce e del business di generazione e vendita di energia elettrica da impianti termoelettrici e da fonti rinnovabili.

A photograph of several offshore wind turbines in the sea under a clear blue sky. The turbines are white with three blades each, and their reflection is visible in the calm water.

€325 mln

utile operativo
adjusted EGL
+17% vs. 2019

€550 mln

utile operativo adjusted
bioraffinazione+marketing
+27% vs. 2019

9,6 mln di
punti di riconsegna

customer base EGL
+1,6% vs. 2019

1 GW

Capacità installata/in fase
di sviluppo da fonti
rinnovabili a fine periodo
**in linea con gli obiettivi
aziendali**

340 GW

produzione di energia
da fonti rinnovabili
**più che quadruplicata
vs. 2019**

1,1 mln ton/a

capacità di bio raffinazione
a fine 2020
2 mln ton/a al 2024

Refining & Marketing e Chimica



1,1 mln ton/a

Capacità di bioraffinazione

6,65 mln ton di CO₂eq.

Emissioni dirette di GHG (Scope 1)
vs. 2019: -16%

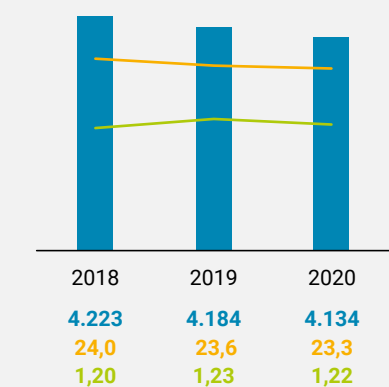
€ 550 mln

Utile operativo adjusted
bioraffinazione+marketing
vs. 2019: +27%

4,34 mln ton

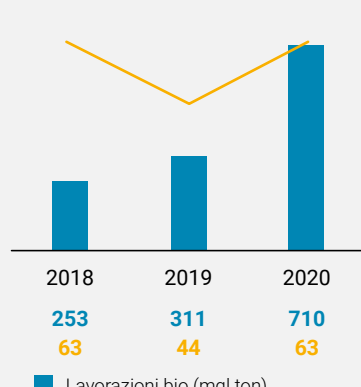
Vendite di prodotti petrolchimici
vs. 2019: +1% nonostante
il calo della domanda

Rete Italia



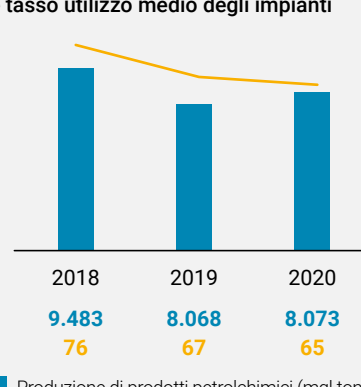
■ Impianti (numero)
— Quota di mercato (%)
— Grado di efficienza della rete (%)

Lavorazioni delle bioraffinerie



■ Lavorazioni bio (mgl ton)
— Tasso utilizzo medio delle bioraffinerie (%)

Produzioni prodotti petrolchimici e tasso utilizzo medio degli impianti



■ Produzione di prodotti petrolchimici (mgl ton)
— Tasso di utilizzo medio degli impianti (%)

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,80	0,27	0,56
di cui: dipendenti		1,17	0,24	0,49
contrattisti		0,48	0,29	0,62
Lavorazioni bio	(migliaia di tonnellate)	710	311	253
Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	1,1	1,1	0,4
Tasso di utilizzo medio bioraffinerie	(%)	63	44	63
Grado di conversione del sistema di raffinazione oil		54	54	54
Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione oil		69	88	91
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	6,61	8,25	8,39
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	5.369	5.411	5.448
Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	1.390	1.766	1.776
Grado di efficienza della rete	(%)	1,22	1,23	1,20
Produzione di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	8.073	8.068	9.483
Vendite di prodotti petrolchimici		4.339	4.295	4.946
Tasso di utilizzo medio degli impianti petrolchimici	(%)	65	67	76
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	11.471	11.626	11.457
di cui all'estero		2.556	2.591	2.594
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	6,65	7,97	8,19
Emissioni di GHG (Scope 1)/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di tonnellate)	248	248	253

Performance dell'anno

- L'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro si attesta a 0,80 a seguito di un incremento degli eventi registrati nel business R&M in Ecuador.
- Le emissioni dirette di GHG (Scope 1) hanno registrato una riduzione del 16% rispetto al 2019, principalmente per il calo delle attività nella raffinazione.
- Le emissioni dirette di GHG (Scope 1)/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie risultano sostanzialmente stabili nel 2020. L'andamento delle emissioni GHG è stato proporzionale alla riduzione della quantità di materia lavorata.
- Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio (esclusi i volumi lavorati presso ADNOC Refining) nel 2020 sono state di 17 milioni di tonnellate, in riduzione del 25% rispetto al periodo di confronto, a causa delle minori lavorazioni in risposta allo scenario di raffinazione fortemente depresso e alla saturazione degli stoccaggi a causa della crisi della domanda come conseguenza del COVID-19.
- In crescita i volumi di lavorazione di oli vegetali per il ramp-up della produzione di biocarburanti presso la bioraffineria di Gela (0,71 milioni di tonnellate, più che raddoppiate rispetto al 2019).
- Le vendite sulla rete in Italia (4,56 milioni di tonnellate) sono in diminuzione rispetto al 2019 (-22%). Quota di mercato pari a 23,3% (23,6% nel 2019).
- Le vendite rete nel Resto d'Europa (2,05 milioni di tonnellate) registrano un calo del 16% rispetto al 2019 a causa degli effetti della pandemia.
- Le vendite dei prodotti petrolchimici di 4,34 milioni di tonnellate sono aumentate dell'1% nonostante il calo della domanda.

Bioraffineria di Gela

Nel 2020, raggiunta la piena operatività presso il sito di Gela, con produzioni di biocarburanti quintuplicate rispetto al 2019. Il ramp-up dell'impianto costituisce un passo in avanti lungo il percorso di decarbonizzazione delle attività di Eni grazie all'applicazione della tecnologia proprietaria Ecofining™. A marzo 2021 è stata avviata la Biomass Treatment Unit per ampliare il range di cariche da inviare all'impianto consentendo la sostituzione dell'olio di palma con altre soluzioni sostenibili.

Economia circolare e chimica green

- Ampliata su scala industriale la tecnologia di riciclo meccanico dei rifiuti plastici grazie all'alleanza con Forever Plast per promuovere lo sviluppo e la commercializzazione di una nuova gamma di prodotti in polistirene compatto realizzati a partire da imballaggi riciclati.
- Firmato un accordo con AGR, società italiana proprietaria di una tecnologia per il trattamento di elastomeri usati, per lo sviluppo di nuovi prodotti e applicazioni in gomma riciclata, in collaborazione con il Consorzio EcoTyre che gestisce una rete nazionale di raccolta e trattamento di pneumatici fuori uso.
- Firmato un accordo tra Versalis e COREPLA (Consorzio Nazionale per la Raccolta, il Riciclo e il Recupero degli Imballaggi in Plastica) con l'obiettivo di valorizzare le plastiche usate attraverso tecnologie in fase di sviluppo da parte di Eni per processi di gassificazione e riciclo chimico (pirolisi).
- Nel 2020, Versalis ha aderito alla Circular Plastics Alliance (CPA) per contribuire attivamente all'obiettivo europeo di utilizzare 10 milioni di tonnellate di plastica riciclata in nuovi prodotti entro il 2025. L'Alleanza, promossa dalla Commissione Europea, ha come missione quella di incentivare il riciclo della plastica in Europa e contestualmente sviluppare il mercato delle materie prime seconde.
- Ingresso di Versalis nel mercato dei prodotti per la protezione dell'agricoltura, grazie all'alleanza con AlphaBio Control, società di ricerca e sviluppo specializzata nella realizzazione di formulati naturali per la tutela delle colture, finalizzato alla produzione di erbicidi e biocidi per la disinfezione delle superfici a base vegetale e biodegradabili, utilizzando i principi attivi prodotti dalla piattaforma di chimica da fonti rinnovabili di Porto Torres.

Sviluppi di business

- In fase di potenziamento il sito di Crescentino, hub strategico per la produzione di energia elettrica e feed-stock chimici interamente da biomasse residuali, non in competizione con la filiera alimentare, sulla base di una tecnologia proprietaria tra le più avanzate nell'industria, di cui una prima applicazione pratica è stata la produzione di un disinfettante a base di etanolo da sciroppo di glucosio da mais su formulazione OMS (Organizzazione Mondiale della Sanità) da utilizzare come presidio medico chirurgico; riavviata la centrale elettrica a biomasse. Sono in corso gli studi per sviluppare il processo di produzione di bioplastiche da zuccheri di seconda generazione.
- Finalizzata a luglio l'acquisizione da parte di Versalis del 40% di Finproject, società attiva nei segmenti delle applicazioni specialistiche dei polimeri, meno esposte alla volatilità dello scenario. Tale operazione consente di estrarre valore dall'integrazione del posizionamento di Finproject sul mercato per le applicazioni ad alto valore aggiunto e la leadership tecnologica e industriale di Versalis.

Tecnologie proprietarie

Nel 2021 è stata concessa a Enter Engineering Pte Ltd la licenza per l'utilizzo dell'unità swing di polietilene a bassa densità/etilene vinil acetato (LDPE/EVA, polimeri e copolimeri dell'etilene, con buon equilibrio tra

lavorabilità e proprietà meccaniche) nel nuovo complesso gas to chemicals basato su tecnologia MTO – Methanol to Olefins che sorgerà nei pressi di Karakul, nella regione uzbeka di Bukhara.

Il background e le competenze di Versalis nella concessione delle tecnologie proprietarie si fonda su consolidate capacità di ricerca e sviluppo, nonché su capacità di laboratorio e di collaudo degli impianti pilota e sull'esperienza operativa su larga scala presso i suoi stabilimenti produttivi.

REFINING & MARKETING

APPROVVIGIONAMENTO E COMMERCIALIZZAZIONE

Nel 2020 sono state acquistate 17,37 milioni di tonnellate di petrolio (23,43 milioni di tonnellate nel 2019) di cui 3,55 milioni di tonnellate dal settore Exploration & Production, 10,23 milioni di tonnellate sul mercato spot e 3,59 milioni di tonnellate dai Paesi produttori con contratti a termine. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 26% dal Medio Oriente, 17% dall'Asia Centrale, 16% dalla Russia, 16% dall'Italia, 8% dall'Africa Occidentale, 7% dall'Africa Settentrionale, 4% dal Mare del Nord e 6% da altre aree.

ACQUISTI

	(milioni di tonnellate)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Greggi equity		3,55	4,24	4,14	(0,69)	(16,3)
Altri greggi		13,82	19,19	18,48	(5,37)	(28,0)
Totale acquisti di greggi		17,37	23,43	22,62	(6,06)	(25,9)
Acquisti di semilavorati		0,11	0,26	0,65	(0,15)	(57,7)
Acquisti di prodotti		10,31	11,45	11,55	(1,14)	(10,0)
TOTALE ACQUISTI		27,79	35,14	34,82	(7,35)	(20,9)
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,35)	(0,35)	(0,35)		
Altre variazioni ^(a)		(0,69)	(2,08)	(1,27)	1,39	66,8
TOTALE DISPONIBILITÀ		26,75	32,71	33,20	(5,96)	(18,2)

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

RAFFINAZIONE

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2020 pari a 17 milioni di tonnellate, in calo rispetto al 2019 (-25,2%). Tali risultati sono stati causati dalle minori lavorazioni presso le raffinerie in Italia in risposta allo scenario di raffinazione fortemente depresso e alla saturazione degli stoccaggi a causa della crisi della domanda come conseguenza del COVID-19. Tali riduzioni sono state in parte compensate dal riavvio degli impianti di Bayernoil e PCK in Germania.

In Italia i volumi processati pari a 14,82 milioni di tonnellate sono in calo rispetto al 2019 (-28,4%), in risposta allo scenario di raffinazione.

All'estero le lavorazioni in conto proprio di 2,18 milioni di tonnellate sono aumentate di circa 140 mila tonnellate (+6,9%) a seguito del riavvio dell'impianto di Vohburg e PCK in Germania. Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 12,72 milioni di tonnellate, in diminuzione del 26,3% (pari a 4,54 milioni di tonnellate).

Il tasso di utilizzo degli impianti, rapporto tra le lavorazioni e la capacità bilanciata, è pari al 69%.

Il 21,2% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in aumento rispetto al 2019 (18,9%).

BIORAFFINAZIONE

I volumi di bio-feedstock processati sono più che raddoppiati rispetto al 2019, con un incremento di circa 0,40 milioni di tonnellate, a seguito del ramp-up produttivo della bioraffineria di Gela.

DISPONIBILITÀ DI PRODOTTI PETROLIFERI

	(milioni di tonnellate)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
ITALIA						
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà		12,72	17,26	16,78	(4,54)	(26,3)
Lavorazioni in conto terzi		(1,75)	(1,25)	(1,03)	(0,50)	(40,0)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi		3,85	4,69	4,93	(0,84)	(17,9)
Lavorazioni in conto proprio		14,82	20,70	20,68	(5,88)	(28,4)
Consumi e perdite		(0,97)	(1,38)	(1,38)	0,41	29,7
Prodotti disponibili da lavorazioni		13,85	19,32	19,30	(5,47)	(28,3)
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		7,18	7,27	7,50	(0,09)	(1,2)
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero		(0,66)	(0,68)	(0,54)	0,02	2,9
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,35)	(0,35)	(0,35)	0,00	0,0
Prodotti venduti		20,02	25,56	25,91	(5,54)	(21,7)
Totale lavorazioni bio		0,71	0,31	0,25	0,40	128,3
ESTERO						
Lavorazioni in conto proprio		2,18	2,04	2,55	0,14	6,9
Consumi e perdite		(0,17)	(0,18)	(0,20)	0,01	5,6
Prodotti disponibili da lavorazioni		2,01	1,86	2,35	0,15	8,1
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		3,39	4,17	4,12	(0,78)	(18,7)
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia		0,66	0,68	0,54	(0,02)	(2,9)
Prodotti venduti		6,06	6,71	7,01	(0,65)	(9,7)
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero		17,00	22,74	23,23	(5,74)	(25,2)
<i>di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity</i>		3,55	4,24	4,14	(0,69)	(16,3)
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero		26,08	32,27	32,92	(6,19)	(19,2)
Vendite di greggi		0,67	0,44	0,28	0,23	52,3
TOTALE VENDITE		26,75	32,71	33,20	(5,96)	(18,2)

DISTRIBUZIONE DI PRODOTTI PETROLIFERI

Le vendite di prodotti petroliferi (26,08 milioni di tonnellate) sono diminuite di 6,19 milioni di tonnellate rispetto al 2019, pari al 19,2%, a seguito della crisi della domanda come conseguenza del COVID-19 che ha causato minori vendite in Italia e all'estero.

VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO

	(milioni di tonnellate)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Rete		4,56	5,81	5,91	(1,25)	(21,5)
Extrarete		5,75	7,68	7,54	(1,93)	(25,1)
Petrolchimica		0,61	0,83	0,96	(0,22)	(26,5)
Altre vendite		9,10	11,24	11,50	(2,14)	(19,0)
Vendite in Italia		20,02	25,56	25,91	(5,54)	(21,7)
Rete resto d'Europa		2,05	2,44	2,48	(0,39)	(16,0)
Extrarete resto d'Europa		2,40	2,63	2,82	(0,23)	(8,7)
Extrarete mercati extra europei		0,48	0,48	0,47		
Altre vendite		1,13	1,16	1,24	(0,03)	(2,6)
Vendite all'estero		6,06	6,71	7,01	(0,65)	(9,7)
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO		26,08	32,27	32,92	(6,19)	(19,2)

Vendite rete Italia

Le vendite sulla rete in Italia (4,56 milioni di tonnellate) sono in calo rispetto al 2019 (5,81 milioni di tonnellate, -21,5%) come risultante delle misure restrittive adottate in particolare nel secondo trimestre durante il picco pandemico. L'erogato medio (1.206 mila litri) è diminuito di 380 mila litri rispetto al 2019 (1.586 mila litri). La quota di mercato media del 2020 è del 23,3% in leggera diminuzione rispetto al 2019 (23,6%).

Al 31 dicembre 2020 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.134 stazioni di servizio con una riduzione di 50 unità rispetto al 31 dicembre 2019 (4.184 stazioni di servizio) per effetto del saldo negativo tra aperture e risoluzioni di contratti di convenzionamento (46 unità), della chiusura di impianti a basso erogato (3 unità) e della riduzione delle concessioni autostradali (1 unità).

VENDITE PER PRODOTTO/CANALE

	(milioni di tonnellate)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Italia		10,31	13,49	13,45	(3,18)	(23,6)
Vendite rete		4,56	5,81	5,91	(1,25)	(21,5)
Benzina		1,16	1,44	1,46	(0,28)	(19,4)
Gasolio		3,10	3,95	4,03	(0,85)	(21,5)
GPL		0,27	0,38	0,38	(0,11)	(28,9)
Altri prodotti		0,03	0,04	0,04	(0,01)	(25,0)
Vendite extrarete		5,75	7,68	7,54	(1,93)	(25,1)
Gasolio		3,11	3,41	3,25	(0,30)	(8,8)
Oli combustibili		0,02	0,06	0,07	(0,04)	(66,7)
GPL		0,18	0,18	0,20	0,00	0,0
Benzina		0,30	0,47	0,44	(0,17)	(36,2)
Lubrificanti		0,08	0,08	0,08	0,00	0,0
Bunker		0,63	0,77	0,80	(0,14)	(18,2)
Jet fuel		0,70	1,92	1,98	(1,22)	(63,5)
Altri prodotti		0,73	0,79	0,72	(0,06)	(7,6)
Estero (rete + extrarete)		4,93	5,55	5,77	(0,62)	(11,2)
Benzina		1,13	1,31	1,30	(0,18)	(13,7)
Gasolio		2,73	3,02	3,16	(0,29)	(9,6)
Jet fuel		0,09	0,29	0,33	(0,20)	(69,0)
Oli combustibili		0,13	0,09	0,14	0,04	44,4
Lubrificanti		0,09	0,09	0,09	0,00	0,0
GPL		0,50	0,50	0,50	0,00	0,0
Altri prodotti		0,26	0,25	0,25	0,01	4,0
TOTALE VENDITE RETE ED EXTRARETE		15,24	19,04	19,22	(3,80)	(20,0)

Vendite rete Resto d'Europa

Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 2,05 milioni di tonnellate hanno registrato una riduzione del 16% rispetto al 2019, a seguito delle misure restrittive adottate nel secondo trimestre durante il picco pandemico.

Al 31 dicembre 2020 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.235 stazioni di servizio, con un numero di distributori in aumento di 8 unità rispetto al 31 dicembre 2019 principalmente in Germania e Francia. L'erogato medio (1.980 mila litri) è diminuito di 376 mila litri rispetto al 2019 (2.356 mila litri).

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite extrarete in Italia pari a 5,75 milioni di tonnellate sono diminuite del 25,1% rispetto al 2019, per effetto della ridotta attività industriale e, in particolare, delle minori vendite di jet fuel a causa della profonda crisi del settore delle compagnie aeree.

Le vendite extrarete nel Resto d'Europa, pari a 2,40 milioni di tonnellate, sono diminuite dell'8,7% rispetto al 2019, in particolare in Spagna parzialmente compensate dai maggiori volumi commercializzati in Germania per maggiori disponibilità di prodotti a seguito del riavvio dell'impianto di Vohburg.

Le vendite al settore Petrochimica (0,61 milioni di tonnellate) sono in diminuzione del 26,5%. Le altre vendite in Italia e all'estero (10,23 milioni di tonnellate) sono in riduzione (-2,17 milioni di tonnellate; -17,5%) per effetto delle minori vendite ad altre società petrolifere.

CHIMICA

DISPONIBILITÀ E VENDITE DI PRODOTTI

	(migliaia di tonnellate)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Intermedi		5.861	5.818	7.130	43	0,7
Polimeri		2.212	2.250	2.353	(38)	(1,7)
Produzioni		8.073	8.068	9.483	5	0,1
Consumi e perdite		(4.366)	(4.307)	(5.085)	(59)	(1,4)
Acquisti e variazioni rimanenze		632	534	548	98	18,4
TOTALE DISPONIBILITÀ		4.339	4.295	4.946	44	1,0
Intermedi		2.549	2.529	3.095	20	0,8
Polimeri		1.790	1.766	1.851	24	1,4
TOTALE VENDITE		4.339	4.295	4.946	44	1,0

Le **vendite** di prodotti petrolchimici di 4.339 mila tonnellate sono in leggero aumento rispetto al 2019 (+44 mila tonnellate, pari all'1%), grazie alla performance positiva registrata nel settore degli intermedi, degli stirenici e del polietilene per effetto dell'accelerazione della ripresa economica nel quarto trimestre in particolare in Asia e della minore pressione competitiva, in parte attenuata dalla riduzione generalizzata dei volumi registrata nel secondo trimestre durante il picco pandemico e la recessione globale che ha colpito tutti i principali settori di utilizzo, in particolare l'automotive e il successivo atteggiamento prudente degli operatori che ha indotto a ridurre gli stoccaggi.

I prezzi medi unitari nel business intermedi sono diminuiti complessivamente del 23,3% rispetto al 2019, con gli aromatici e le olefine in riduzione rispettivamente del 36,4% e del 25,4%. Flessione del 15% rispetto al 2019 nel business polimeri.

Le **produzioni** di prodotti petrolchimici di 8.073 mila tonnellate sono sostanzialmente invariate (+5 mila tonnellate) rispetto al 2019: le maggiori produzioni di intermedi (+43 mila tonnellate) in particolare olefine, sono state in parte compensate dalle minori produzioni di elastomeri e polietilene rispetto al 2019 (rispettivamente -23 mila tonnellate e -18 mila tonnellate).

I principali decrementi produttivi si sono registrati presso i siti di Priolo (-207 mila tonnellate), per prolungamento della fermata programmata, e di Brindisi (-33 mila tonnellate), compensati dalle maggiori lavorazioni presso Porto Marghera (+246 mila tonnellate).

La capacità produttiva nominale è in lieve riduzione rispetto al 2019. Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è risultato pari al 65%, inferiore rispetto al 2019 (67%) per le citate fermate.

ANDAMENTO PER BUSINESS

Intermedi

I ricavi degli intermedi (€1.385 milioni) sono diminuiti del 22,7% (-€406 milioni rispetto al 2019), per effetto sia del decremento delle quotazioni sia delle minori disponibilità di prodotto a seguito di fermate occorse nel 2020. Le vendite sono aumentate in particolare per gli aromatici (2,4%) e le olefine (0,8%) per maggiore disponibilità di prodotto. I prezzi medi unitari di vendita sono diminuiti complessivamente del 23,3%, in particolare negli aromatici (-36,4%), nelle olefine (-25,4%), e i derivati (-5,9%). Le produzioni di intermedi (5.861 migliaia di tonnellate) sono aumentate dello 0,7% rispetto al 2019. Si registrano incrementi nelle olefine (1,7%) e decrementi nei derivati (-3,9%) e negli aromatici (-0,8%).

Polimeri

I ricavi dei polimeri (€1.888 milioni) sono diminuiti del 14,2% (-€313 milioni) per effetto del calo dei prezzi medi unitari (-15%). Il business degli stirenici ha beneficiato dell'aumento dei volumi venduti (4,0%) per maggiore domanda di prodotto; in calo i prezzi di vendita (-16,0%). In aumento i volumi di vendita del polietilene (2,0%) per l'incremento della domanda. I prezzi medi sono in calo del 13,4%. Il decremento dei volumi venduti di elastomeri (-4,6%) è attribuibile ai minori volumi venduti di lattici (-8,4%), di EPR (-6,5%) di TPR (-4,8%) di gomme SBR (-4,6%) e di gomme BR (-3,0%). L'aumento delle vendite di stirenici (4,0%) è attribuibile principalmente a ABS (7,8%), polistirolo espandibile (5,1%) e polistirolo compatto (4,5%), compensate da minori vendite di stirene (-12,7%). Complessivamente in aumento i volumi venduti del business polietilene (2,0%) con maggiori vendite di LDPE (4,6%) e di EVA (7,3%), compensate da minori vendite di LLDPE (-2,3%); si rileva inoltre una riduzione dei prezzi medi di vendita (-13,4%). Le produzioni di polimeri (2.212 migliaia di tonnellate) sono diminuite rispetto al 2019 principalmente negli elastomeri (-6,7%) e nel polietilene (-1,9%).

Eni gas e luce, Power & Renewables



€465 mln

Utile operativo adjusted del settore
vs. 2019: +26%

7,68 mld mc

Vendite gas retail

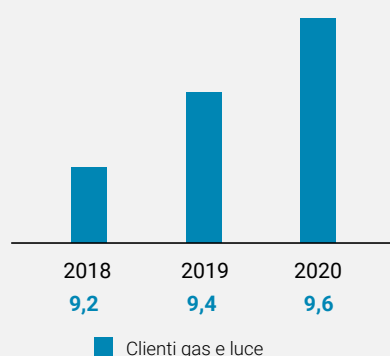
12,49 TWh

Vendite retail di energia elettrica a clienti finali
vs. 2019: +14,4% grazie alla crescita del portafoglio clienti all'estero

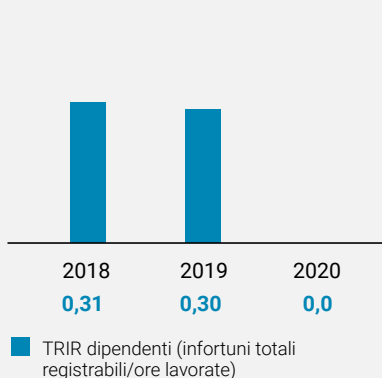
339,6 GWh

Produzione di energia da fonti rinnovabili **più che quintuplicata**
vs. 2019

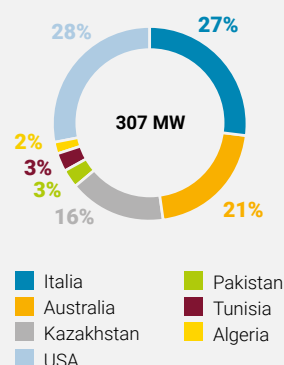
Clietti retail
(mln di PDR)



Total Recordable Injury Rate (TRIR)
0 infortuni tra i dipendenti



Capacità da fonti rinnovabili installata per area geografica



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) totale	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,32	0,62	0,60
di cui: dipendenti		0,00	0,30	0,31
contrattisti		0,73	0,95	1,16
Eni gas e luce				
Vendite retail gas	(miliardi di metri cubi)	7,68	8,62	9,13
Vendite retail energia elettrica a clienti finali	(terawattora)	12,49	10,92	8,39
Clienti retail	(milioni di PDR)	9,57	9,42	9,19
Power & Renewables				
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi	(terawattora)	25,33	28,28	28,54
Produzione termoelettrica		20,95	21,66	21,62
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(gigawattora)	339,6	60,6	11,6
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(megawatt)	307	174	40
Dipendenti in servizio a fine periodo		2.092	2.056	2.056
di cui: all'estero		413	358	337
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	9,63	10,22	10,47
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/energia elettrica equivalente prodotta (Eni Power)	(gCO ₂ eq./kWh eq.)	391	394	402

Performance dell'anno

- L'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro si attesta a 0,32 con un miglioramento del 48% rispetto al 2019. Si registra nel corso dell'anno il raggiungimento del target di zero infortuni per i dipendenti e un forte miglioramento dell'indice degli infortuni a contrattisti.
- Le emissioni di GHG (Scope 1) evidenziano un trend in miglioramento del 6% rispetto al 2019 a seguito dei cali produttivi riconducibili all'emergenza sanitaria e alla fermata di manutenzione nello stabilimento di Ferrara.
- L'indice relativo alle emissioni di GHG (Scope 1) per unità di energia elettrica prodotta risulta in lieve riduzione rispetto al 2019 (-0,7%) a seguito del minore utilizzo di syngas nello stabilimento di Ferrera Erbognone, con effetto migliorativo sull'indice emissivo.
- Le vendite retail di gas sono pari a 7,68 miliardi di metri cubi, in diminuzione del 10,9% rispetto al 2019, a causa delle minori vendite registrate presso il segmento PMI e grossisti.
- Le vendite retail di energia elettrica a clienti finali pari a 12,49 TWh sono in aumento del 14,4%, beneficiando della crescita del portafoglio clienti all'estero.
- Le vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi sono state di 25,33 TWh, in diminuzione del 10,4% a causa della contrazione dell'attività economica a seguito delle misure di contrasto alla crisi pandemica.
- La produzione di energia da fonti rinnovabili è stata pari a 339,6 GWh, più che quintuplicata rispetto al periodo di confronto (60,6 GWh nel 2019), per effetto dell'entrata in esercizio di nuova capacità, nonché per il contributo degli asset acquisiti negli Stati Uniti.
- Al 31 dicembre 2020 la capacità installata da fonti rinnovabili è pari a 307 MW, di cui l'80% riferita a impianti fotovoltaici (inclusa la potenza installata di storage) e il 20% a impianti eolici.

Sviluppi del business retail gas e luce

Nell'ambito della strategia di sviluppo tecnologico e digitale del business, Eni tramite la controllata Eni gas e luce ha acquisito a giugno il 20% di Tate Srl, start-up operante nell'attivazione e nella gestione di contratti di energia elettrica e gas tramite servizi digitali. Inoltre, nel mese di luglio è stata avviata una partnership strategica con OVO per il lancio nel mercato francese di un servizio digitale volto alla sensibilizzazione dei clienti retail nell'utilizzo consapevole dell'energia e all'accesso a tecnologie a zero emissioni.

In coerenza con l'obiettivo di accrescimento del portafoglio clienti, tramite l'ampliamento della presenza nel mercato europeo, a gennaio è stato sottoscritto un accordo tra Eni gas e luce e Gruppo Pitma per l'acquisizione del 100% di Aldro Energía con un portafoglio di circa 250 mila clienti principalmente in Spagna e Portogallo con un'importante focalizzazione sul segmento delle piccole e medie imprese. L'operazione sarà perfezionata al ricevimento delle autorizzazioni da parte delle autorità competenti.

Transizione verso una mobilità sostenibile

In linea con la strategia di decarbonizzazione e transizione energetica focalizzata sulla vendita di prodotti a basso impatto emissivo, Eni gas e luce ha sottoscritto a febbraio 2021 un accordo con Be Charge, società del Gruppo Be Power SpA per potenziare le infrastrutture per la mobilità elettrica, che prevede l'installazione, su tutto il territorio nazionale di colonnine di ricarica co-brandizzate ad accesso pubblico, per veicoli elettrici che verranno alimentate con energia verde fornita da Eni gas e luce.

Sviluppo del business energia rinnovabile

Nel 2020 è proseguita l'espansione nel mercato internazionale delle energie rinnovabili, grazie allo sviluppo di una partnership strategica con il gruppo italiano Falck, in particolare nel contesto statunitense, sono state implementate le seguenti iniziative di business:

- acquisita a marzo la partecipazione del 49% degli impianti fotovoltaici di Falck Renewables in esercizio nel Paese (57 MW in quota Eni);
- completata a novembre l'acquisizione da Building Energy SpA di 62 MW di capacità in esercizio (30,2 MW in quota Eni) nell'eolico onshore e nel solare e una pipeline di progetti eolici fino a 160 MW. La produzione in esercizio consentirà di evitare oltre 93 mila tonnellate all'anno di emissioni di CO₂;
- acquisito a novembre da Savion Llc un progetto solare "ready to build" da 30 MW (14,5 MW in quota Eni) situato in Virginia. L'impianto consentirà di evitare oltre 33 mila tonnellate di CO₂ all'anno.

A luglio è stato avviato l'impianto fotovoltaico di Volpiano (18 MW), con una produzione attesa di 27 GWh/anno che consentirà di evitare circa 370 mila tonnellate di emissioni di CO₂ lungo la vita utile dell'impianto.

A febbraio 2021, accordo con X-Elio, azienda leader in Spagna, per l'acquisizione di tre progetti fotovoltaici nel sud del paese con una capacità complessiva di 140 MW.

Nell'eolico onshore, sono stati acquisiti da Asja Ambiente tre progetti con una potenza complessiva di 35,2 MW e una produzione annua stimata di circa 90 GWh, che consentiranno di evitare oltre 38 mila tonnellate all'anno emissioni di CO₂.

Firmato un Sale and Purchase Agreement per l'acquisizione da Equinor e SSE Renewables del 20% del progetto eolico offshore Dogger Bank (A e B) in UK, il più grande al mondo del suo genere con l'installazione di una potenza complessiva di 2,4 GW al 100% con completamento atteso nel 2023-2024. L'operazione è stata perfezionata a fine febbraio 2021 e contribuirà con 480 MW di capacità di generazione rinnovabile al portafoglio e agli obiettivi di crescita Eni.

ENI GAS E LUCE

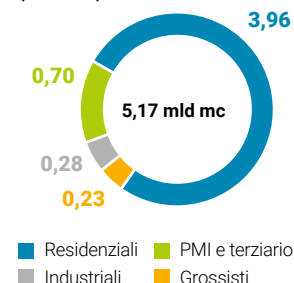
DOMANDA GAS

Eni opera in un mercato dell'energia liberalizzato, nel quale i consumatori possono scegliere liberamente il fornitore di gas, valutare la qualità dei servizi e selezionare le offerte più adatte alle proprie esigenze di consumo. Eni rifornisce 9,6 milioni di clienti retail (gas e luce) in Italia ed in Europa, in particolare, sul territorio nazionale i clienti sono 7,7 milioni.

VENDITE DI GAS PER MERCATO

(miliardi di metri cubi)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
ITALIA	5,17	5,49	5,83	(0,32)	(5,8)
Grossisti	0,23	0,33	0,45	(0,10)	(30,3)
Industriali	0,28	0,30	0,39	(0,02)	(6,7)
PMI e terziario	0,70	0,87	0,79	(0,17)	(19,5)
Residenziali	3,96	3,99	4,20	(0,03)	(0,8)
VENDITE INTERNAZIONALI	2,51	3,13	3,30	(0,62)	(19,8)
Mercati europei:					
Francia	2,08	2,69	2,94	(0,61)	(22,7)
Grecia	0,34	0,35	0,24	(0,01)	(2,9)
Altro	0,09	0,09	0,12	0,00	0,0
TOTALE VENDITE RETAIL GAS	7,68	8,62	9,13	(0,94)	(10,9)

Vendite di gas in Italia (mld mc)



VENDITE RETAIL GAS

Nel 2020, le vendite di gas retail in Italia e nel resto d'Europa sono state di 7,68 miliardi di metri cubi ed hanno evidenziato una flessione di 0,94 miliardi di metri cubi rispetto al 2019, pari al -10,9%. Le vendite in Italia pari a 5,17 miliardi di metri cubi sono in riduzione del 5,8% rispetto al 2019, principalmente per effetto delle minori vendite al settore piccole e medie imprese e grossisti; il segmento residenziale ha riportato un calo più contenuto grazie all'effetto climatico positivo registrato nell'ultimo trimestre dell'anno.

Le vendite sui mercati europei di 2,51 miliardi di metri cubi sono in diminuzione del 19,8% (-0,62 miliardi di metri cubi) rispetto al 2019. In riduzione del 22,7% le vendite in Francia a seguito delle minori vendite a clienti industriali. Le vendite in Grecia e Slovenia sono sostanzialmente in linea rispetto al periodo di confronto.

VENDITE RETAIL DI ENERGIA ELETTRICA A CLIENTI FINALI

Le vendite retail di energia elettrica a clienti finali di 12,49 TWh effettuate tramite Eni gas e luce e le società controllate in Francia e Grecia registrano una performance positiva con un incremento pari al 14,4% rispetto al 2019, grazie alla crescita del portafoglio clienti (+ 270 mila clienti power vs. 2019) e alle maggiori vendite a clienti retail residenziali e industriali in Europa.

POWER

DISPONIBILITÀ DI ENERGIA ELETTRICA

Eni produce energia elettrica presso i siti di Brindisi, Ferrera Erbognone, Ravenna, Mantova, Ferrara e Bolgiano. Al 31 dicembre 2020, la potenza installata in esercizio è di 4,6 gigawatt. Nel 2020, la produzione di energia elettrica è stata di 20,95 TWh, sostanzialmente in linea rispetto al 2019. A completamento della produzione, Eni ha acquistato 17,09 TWh di energia elettrica (-4,2% rispetto al 2019) perseguendo l'ottimizzazione del portafoglio fonti/impieghi.

VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA BORSA/CLIENTI LIBERI

Le vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi di 25,33 TWh registrano una riduzione pari al 10,4%, a seguito della contrazione dell'attività economica.

		2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.346	4.410	4.300	(64)	(1,5)
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	160	276	356	(116)	(42,0)
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	20,95	21,66	21,62	(0,71)	(3,3)
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	7.591	7.646	7.919	(55)	(0,7)

DISPONIBILITÀ DI ENERGIA ELETTRICA

	(terawattora)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia elettrica		20,95	21,66	21,62	(0,71)	(3,3)
Acquisti di energia elettrica ^(a)		17,09	17,83	15,45	(0,74)	(4,2)
Disponibilità		38,04	39,49	37,07	(1,45)	(3,7)
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi		25,33	28,28	28,54	(2,95)	(10,4)

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

RENEWABLES

Eni è presente nel settore delle energie rinnovabili (solare ed eolico) attraverso l'unità di business Energy Solutions impegnata nello sviluppo, realizzazione e gestione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili.

Gli obiettivi di Eni in tale ambito saranno conseguiti attraverso lo sviluppo organico di un portafoglio di asset diversificato e bilanciato, integrato da operazioni selettive di acquisizione di asset e progetti e da partnership strategiche a livello internazionale.

ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI E CAPACITÀ INSTALLATA A FINE PERIODO

		2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(gigawattora)	339,6	60,6	11,6	279,0	..
di cui: fotovoltaico		223,2	60,6	11,6	162,6	..
eolico onshore		116,4			116,4	
di cui: Italia		112,2	53,3	11,6	58,9	..
estero		227,4	7,3		220,1	..
di cui: autoconsumo ^(a)		23%	60%	75%		
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(megawatt)	307	174	40	133	76,4
di cui: fotovoltaico		77%	76%	100%		
eolico onshore		20%	20%			
potenza installata di storage		3%	4%			

(a) Energia elettrica destinata al consumo di siti produttivi Eni.

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è stata pari a 339,6 GWh riferita per 223,2 GWh all'ambito fotovoltaico e per 116,4 GWh all'eolico, con un aumento di 279 GWh rispetto al 2019.

L'incremento della produzione rispetto all'anno precedente ha beneficiato dell'entrata in esercizio di nuova capacità, nonché del contributo degli asset già operativi negli Stati Uniti acquisiti nel corso del 2020.

Di seguito è dettagliata la capacità installata con breakdown per Paese e tecnologia:

CAPACITÀ INSTALLATA A FINE PERIODO (DATI IN QUOTA ENI)

	(megawatt)	(tecnologia)	2020	2019	2018
ITALIA		fotovoltaico	84	82	35
ESTERO			160	58	5
Algeria		fotovoltaico	5	5	5
Australia		fotovoltaico	64	39	
Pakistan		fotovoltaico	10	10	
Tunisia		fotovoltaico	9	4	
Stati Uniti		fotovoltaico	72		
Totale capacità installata fotovoltaico			244	140	40
Stati Uniti		eolico	15		
Kazakhstan		eolico	48	34	
Totale capacità installata eolico onshore			63	34	-
Totale capacità installata a fine periodo (inclusa potenza installata di storage)			307	174	40
<i>di cui potenza installata di storage</i>			8	7	-
Impianti in esercizio a fine periodo			30	15	12

A fine 2020, la capacità totale installata e sanzionata è pari a 1GW: la capacità totale installata per la generazione di energia da fonti rinnovabili ammonta a 307 MW (in quota Eni e inclusa la potenza dei sistemi di accumulo), di cui circa 84 MW in Italia e 223 MW all'estero, con 30 impianti in esercizio; la capacità in costruzione/avanzato stato di sviluppo ammonta a circa 0,7 GW e si riferisce principalmente ai progetti eolici offshore Dogger Bank A e B in UK (480 MW in quota Eni) ed alla nuova capacità in Kazakhstan (98 MW, di cui 48 MW eolico onshore e 50 MW solare fotovoltaico).

Commento ai risultati economico-finanziari

Nuova struttura organizzativa Eni e segment reporting

Con efficacia 1° luglio 2020 il management ha ridisegnato la macrostruttura organizzativa di Eni in coerenza con la nuova strategia di lungo termine annunciata al mercato nel febbraio 2020, finalizzata a trasformare il Gruppo in un leader nella produzione e vendita di prodotti energetici decarbonizzati.

La nuova struttura organizzativa è imperniata sulla costituzione di due Direzioni Generali:

- la Direzione Generale Natural Resources con il compito di valorizzare il portafoglio upstream Oil & Gas riducendone l'impronta carbonica attraverso una forte azione di efficienza energetica e l'espansione della componente gas con la responsabilità della commercializzazione all'ingrosso. Inoltre, comprende lo sviluppo dei progetti di cattura e compensazione delle emissioni di CO₂. Nella Direzione confluiscono le attività di esplorazione, sviluppo e produzione Oil & Gas, la commercializzazione del gas all'ingrosso via gasdotto e GNL, i progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e di stoccaggio della CO₂. Inoltre, Eni Rewind la società ambientale di Eni, nel suo assetto corrente, rientra nel perimetro della Direzione Generale;
- la Direzione Generale Energy Evolution con il compito di promuovere l'evoluzione dei business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio e blue. Le responsabilità della Direzione comprendono le azioni di crescita della generazione elettrica rinnovabile e del biometano, il coordinamento dell'evoluzione bio e circolare del sistema di raffinazione e della chimica e lo sviluppo del portafoglio retail di Eni fornendo prodotti sempre più decarbonizzati per la mobilità, il consumo domestico e delle piccole imprese. Nella Direzione confluiscono i business della generazione di energia elettrica da gas e da fonti rinnovabili, della Raffinazione, della Chimica, del Retail Gas & Power e del Marketing per la mobilità. Le società Versalis (Chimica) ed Eni gas e luce, nel loro assetto corrente, rientrano nel perimetro della Direzione.

Questo nuovo assetto organizzativo rappresenta un passo fondamentale per la realizzazione della strategia Eni al 2050 con l'obiettivo di diventare leader nella fornitura di prodotti decarbo-

nizzati, coniugando creazione di valore, sostenibilità e solidità economica e finanziaria.

Nella ridefinizione della "segment information", ai fini della reportistica finanziaria, il management ha valutato che le componenti della Società, i cui risultati operativi sono periodicamente esaminati dal CEO (cioè il Chief Operating Decision Maker, ex IFRS 8) per le decisioni in merito all'allocazione delle risorse e la valutazione dei risultati, continueranno ad essere le singole business unit, comprese nelle due nuove Direzioni Generali, anziché le due Direzioni Generali stesse. Pertanto, nel rispetto delle disposizioni del principio contabile IFRS 8 che regola l'informativa per settore di attività, la nuova segment information di Eni, confermando in buona sostanza l'impostazione preesistente, sarà articolata nei seguenti reportable segment:

- **Exploration & Production:** ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi compresi i progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e di cattura e stoccaggio della CO₂;
- **Global Gas & LNG Portfolio:** attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso via gasdotto, trasporto internazionale e acquisto e commercializzazione di GNL. Comprende le attività di trading gas per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini commerciali, sia di ottimizzazione del portafoglio di asset gas;
- **Refining & Marketing e Chimica:** attività di supply, lavorazione, distribuzione e marketing di carburanti e prodotti chimici. Comprende le attività di trading oil e prodotti con finalità di eseguire sul mercato le transazioni di bilanciamento del supply e di stabilizzazione/copertura dei margini;
- **Eni gas e luce, Power & Renewables:** attività di vendita retail di gas, elettricità e servizi connessi e attività di produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica da impianti termoelettrici e rinnovabili. Comprende le attività di trading di certificati di emissione di CO₂ e di vendita a termine dell'energia elettrica nell'ottica di copertura/ottimizzazione dei relativi margini;
- **Corporate e Altre attività:** comprende le principali funzioni di supporto al business e l'attività di bonifica ambientale e di riqualificazione produttiva svolta dalla controllata Eni Rewind.

In base alle disposizioni dell'IFRS 8, i risultati dei comparative period 2019 e 2018 sono stati riesposti per adeguarli al cambio di segmentazione come segue:

	2019		2018	
	Pubblicato	Riesposto	Pubblicato	Riesposto
(€ milioni)				
Utile (perdita) operativo adjusted	8.597	8.597	11.240	11.240
Exploration & Production	8.640	8.640	10.850	10.850
Gas & Power	585		543	
Global Gas & LNG Portfolio		193		278
Refining & Marketing e Chimica	21	21	380	360
EGL, Power & Renewables		370		262
Corporate e Altre attività	(624)	(602)	(606)	(583)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	(25)	(25)	73	73

CONTO ECONOMICO

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica		43.987	69.881	75.822	(25.894)	(37,1)
Altri ricavi e proventi		960	1.160	1.116	(200)	(17,2)
Costi operativi		(36.640)	(54.302)	(59.130)	17.662	32,5
Altri proventi e oneri operativi		(766)	287	129	(1.053)	..
Ammortamenti		(7.304)	(8.106)	(6.988)	802	9,9
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing		(3.183)	(2.188)	(866)	(995)	(45,5)
Radiazioni		(329)	(300)	(100)	(29)	(9,7)
Utile (perdita) operativo		(3.275)	6.432	9.983	(9.707)	..
Proventi (oneri) finanziari		(1.045)	(879)	(971)	(166)	(18,9)
Proventi (oneri) netti su partecipazioni		(1.658)	193	1.095	(1.851)	..
Utile (perdita) prima delle imposte		(5.978)	5.746	10.107	(11.724)	..
Imposte sul reddito		(2.650)	(5.591)	(5.970)	2.941	52,6
Tax rate (%)		..	97,3	59,1		
Utile (perdita) netto		(8.628)	155	4.137	(8.783)	..
di competenza:						
- azionisti Eni		(8.635)	148	4.126	(8.783)	..
- interessenze di terzi		7	7	11		

Impatto della pandemia COVID-19

L'ambiente operativo 2020 è stato caratterizzato dalla contrazione storica della domanda petrolifera globale diminuita di circa il 9% rispetto al 2019 a causa delle misure di lockdown adottate dai governi di tutto il mondo per contenere la diffusione della pandemia COVID-19 con ripercussioni di vasta portata sull'attività economica, il commercio e gli spostamenti delle persone, in particolare durante la fase più acuta della crisi tra il primo e il secondo trimestre dell'anno. Lo shock della domanda degli idrocarburi avviene in un quadro di oversupply strutturale del mercato petrolifero, come evidenziato dalle divisioni interne all'OPEC+ sulla politica produttiva da adottare in risposta alla crisi, determinando il collasso dei prezzi e dei margini delle commodity energetiche. Nel punto di minimo del ciclo tra marzo e aprile, il prezzo del petrolio per il riferimento Brent scende a circa 15 \$/barile, valore minimo da oltre vent'anni. L'eccesso di offerta si riflette in una struttura di prezzi a futuri in forte contango, mentre gli stoccaggi sia terrestri sia floating raggiungono i massimi livelli tecnici di riempimento. Dal mese di maggio grazie all'accordo raggiunto in seno all'OPEC+ con tagli produttivi record e alla ripresa dell'economia mondiale e dei consumi petroliferi in virtù dell'allentamento delle misure restrittive, con in particolare il traino dalla Cina, i prezzi del petrolio registrano una buona inversione di tendenza, con il Brent che recupera fino a quasi 45 \$/barile nei mesi estivi. Tuttavia, il quadro macroeconomico rimane incerto e fragile a causa della continua crescita dei contagi da virus soprattutto in USA ed Europa che costringono le autorità di Paesi importanti quali il Regno Unito, Germania, Francia e Italia a ripristinare durante i mesi autunnali misure restrittive alla circolazione delle persone, mentre negli USA milioni di persone continuano a vivere in isolamento. Sul fronte dell'offerta, la disciplina produttiva del-

l'OPEC+ continua a sostenere il prezzo, nonostante il rientro sul mercato dalla fine di settembre delle produzioni libiche. L'accordo interno di pacificazione della Libia mette fine alla forza maggiore che aveva bloccato i terminali di esportazione, consentendo di ripristinare rapidamente il livello di 1,2 milioni di boe/giorno. La recrudescenza della pandemia frena la ripresa dei consumi energetici, determinando continue correzioni nel prezzo del Brent in un quadro di estrema volatilità. Barometro della debolezza dei fondamentali del settore energetico nel terzo e quarto trimestre è l'andamento dei margini di raffinazione scesi ai minimi storici a causa della debole domanda di carburanti per autotrazione e della crisi del settore del trasporto aereo che non consentono di recuperare il costo della carica nei prezzi dei prodotti, mentre i tagli produttivi OPEC+ limitano la disponibilità di greggi medio-pesanti azzerando il vantaggio della conversione. Tuttavia, dalla metà di novembre una serie di sviluppi di mercato e macroeconomici innescano un rally del prezzo del petrolio che recupera nel giro di pochi mesi oltre il 50% di valore rispetto ai valori ancora depressi di ottobre per poi risalire a una media di circa 60 \$/barile nel primo trimestre 2021: l'approvazione di vaccini efficaci contro il virus, la decisione dell'OPEC+ di rimodulare il ritmo di ripristino delle produzioni "curtailed", nonché l'annuncio a sorpresa dell'Arabia Saudita a inizio gennaio di tagliare unilateralmente la propria quota produttiva di 1 milione di barili/giorno nei mesi di febbraio e marzo a fronte delle incertezze sulla ripresa della domanda, l'accelerazione della ripresa economica in Asia con Cina e India a trainare i consumi petroliferi e la riduzione degli stoccaggi e infine un'eccezionale ondata di freddo in Estremo Oriente che provoca una mini crisi energetica a causa dell'improvviso spike nella domanda di prodotti a uso

riscaldamento che fa aumentare le quotazioni del GNL spot del JKM a livelli record con punte di 30-40 \$/mmbtu (un incremento di oltre il 1000% rispetto ai valori registrati ad aprile 2020 durante il picco della crisi). Il prezzo del Brent chiude l'anno a quota 50 \$/barile e la ripresa accelera all'inizio del 2021 con il superamento della soglia psicologica dei 60 \$/barile e una media nel primo bimestre di quasi 58 \$/barile. Nonostante questi sviluppi positivi, il quadro macro rimane ancora debole a causa del rallentamento economico in atto negli USA e soprattutto in Europa, con possibili rischi di downside legati all'evoluzione della pandemia, anche in relazione alla scoperta di nuove varianti. Pertanto, l'outlook 2021 rimane incerto e volatile.

Nel 2020 a causa della crisi del COVID-19 come descritto, il prezzo del petrolio per il riferimento Brent ha registrato una contrazione del 35% rispetto al 2019 con una media annua di circa 42 \$/barile, i prezzi del gas naturale riferiti alla quotazione spot del mercato Italia hanno registrato una flessione media del 35% e i margini di raffinazione per l'indicatore aziendale SERM hanno registrato la performance peggiore con un -60%. In considerazione dei trend di mercato rilevati in corso d'anno, il management ha rivisto la propria view di lungo termine del prezzo degli idrocarburi, assumendo uno scenario petrolifero più conservativo con un Brent LT a 60 \$/barile in termini reali 2023 (rispetto ai precedenti 70 \$/barile) per riflettere i possibili effetti strutturali della pandemia sulla domanda d'idrocarburi e il rischio di accelerazione della transizione energetica in funzione delle politiche fiscali adottate dai governi per ricostruire l'economia su basi più sostenibili. Questi sviluppi negativi hanno impattato in maniera rilevante i risultati gestionali e il cash flow di Eni.

Nel 2020 il Gruppo ha riportato una perdita netta di €8,6 miliardi dovuta alla riduzione dei ricavi per effetto prezzo con un impatto stimato pari a €6,8 miliardi e per i minori volumi di produzione in relazione al taglio degli investimenti alle quote produttive OPEC+ e agli effetti del COVID-19 sulla domanda, nonché alla rilevazione di oneri straordinari relativi per €3,2 miliardi a svalutazioni di attività Oil & Gas e raffinerie che hanno come principale driver la revisione delle assunzioni dei prezzi di lungo termine degli idrocarburi e dello scenario di raffinazione, €1,3 miliardi alla valutazione delle scorte che sono state allineate al valore netto di realizzo a fine periodo, €1,7 miliardi di oneri straordinari rilevati dalle partecipate e circa €1,3 miliardi per la svalutazione delle attività per imposte anticipate iscritte all'attivo di bilancio. Tali fattori hanno portato il Gruppo a subire una perdita di €3,3 miliardi. L'efficienza dei costi e altre iniziative del management per contrastare gli effetti della pandemia hanno portato a un miglioramento di €1,1 miliardi. Sull'ammontare della perdita ha inciso anche la fiscalità appesantita dalla rilevazione di perdite e oneri non deducibili, quali ad esempio il minor margine di commercializzazione intercompany dei volumi di gas libico non equity, la mancata iscrizione di crediti d'imposta in giurisdizioni con limitate prospettive di redditività e altri fenomeni.

Il cash flow adjusted prima delle variazioni del capitale circolante a costi di rimpiazzo di €6,7 miliardi è diminuito del 43% rispetto al 2019 in funzione dei minori prezzi degli idrocarburi di produzione e altri effetti dello scenario per €6 miliardi, a cui si aggiungono circa €1,3 miliardi di effetti sulle operations a causa del COVID-19 dovuti a perdite di produzione per rimodulazione capex, minore domanda di carburanti e prodotti chimici, prolungamento fermate di impianti per l'emergenza sanitaria, minori ritiri di GNL e minore domanda gas per riduzione attività produttiva e infine maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti. Questi effetti negativi sono stati parzialmente attenuati dai cost saving e da altre iniziative di contrasto del management alla pandemia COVID-19 per un importo pari a €2,3 miliardi.

Confrontato con uno shortfall di così ampie proporzioni, il management ha adottato una serie di misure per preservare la liquidità dell'Azienda, la capacità di far fronte alle obbligazioni finanziarie in scadenza e per attenuare l'impatto della crisi sulla posizione finanziaria netta di Gruppo, come segue:

- Rimodulazione degli investimenti tecnici; nel 2020 Eni ha ridotto gli investimenti di circa €2,6 miliardi, pari a circa il 35% del totale previsto nel budget originario a cambi costanti, consentendo €5 miliardi. Nel prossimo quadriennio gli investimenti saranno dimensionati su livelli più contenuti rispetto al passato con meno di €7 miliardi per anno e una previsione per il 2021 di poco superiore al 2020. I progetti interessati dagli interventi riguardano principalmente le attività upstream, in particolare quelle relative all'ottimizzazione della produzione e ai nuovi progetti di sviluppo il cui avvio era previsto a breve. In entrambi i casi l'attività potrà essere riavviata velocemente al ripresentarsi delle condizioni ottimali, e con essa il recupero della produzione correlata.
- Attuazione di un programma di riduzione dei costi operativi in tutte le linee di business con risparmi consuntivati nel 2020 di circa €1,9 miliardi, di cui circa il 30% di ordine strutturale; una manovra di ampiezza paragonabile è prevista nel 2021.
- Ricorso al mercato obbligazionario con un'emissione di €2 miliardi nel mese di maggio, cui ha fatto seguito l'emissione di due bond ibridi nel mese di ottobre dell'ammontare complessivo di €3 miliardi.
- Ritiro della proposta di acquisto di azioni proprie 2020.
- Rivista la politica di distribuzione del dividendo con l'introduzione di una componente variabile in coerenza con la volatilità dello scenario. La nuova policy prevede un dividendo base fissato a €0,36 per azione, commisurato ad una media annua del Brent pari ad almeno 43 \$/barile (rivisto rispetto al threshold originario di 45 \$/barile fissato a luglio), ed una componente variabile commisurata a una percentuale crescente del free cash flow al crescere del prezzo Brent da 43 \$/barile fino a 65 \$/barile. Il valore base del dividendo sarà oggetto di rivalutazione nel tempo in funzione del grado di realizzazione della strategia di crescita del Gruppo. Per il 2020, la proposta dividendo è pari al dividendo base.

Grazie a queste azioni, l'Azienda ha superato senza tensioni la fase più acuta della crisi, riuscendo a contenere l'indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 a €11,6 miliardi (invariato rispetto a fine 2019) e a mantenere il leverage all'interno della comfort zone del management a 0,31. Alla data di bilancio, l'azienda dispone di una riserva di liquidità di €20,4 miliardi così composta:

- disponibilità liquide ed equivalenti di €9,4 miliardi;
- linee di credito committed non utilizzate per €5,3 miliardi;
- attivi prontamente liquidabili (prevalentemente titoli di Stato e corporate bond investment grade) di €5,5 miliardi e crediti finanziari a breve di €0,2 miliardi.

Tale riserva è considerata adeguata per coprire le principali obbligazioni finanziarie in scadenza nei prossimi dodici mesi relative a:

- debiti finanziari a breve termine di €2,9 miliardi;
- obbligazioni in scadenza di €1,1 miliardi e quota in scadenza di altri debiti finanziari a lungo termine per €1,1 miliardi;
- investimenti committed di €4,3 miliardi;
- rate di contratti di leasing in scadenza di €1,1 miliardi;
- il pagamento del dividendo base pari a circa €1,5 miliardi che comprende il saldo del dividendo 2020 e l'acconto del dividendo floor del 2021 da pagarsi nel settembre 2021.

L'evoluzione della situazione finanziaria di Gruppo nel 2021 dipenderà oltre che dalle azioni del management, dall'andamento del prezzo del petrolio strettamente correlato all'evoluzione della crisi pandemica. Sulla base del portafoglio corrente di asset Oil & Gas, il management stima una variazione del flusso di cassa di circa €150 milioni per 1 \$/barile di variazione del prezzo del petrolio Brent e di proporzionali

variazioni dei prezzi del gas, applicabile per scostamenti di 5-10 \$/barile rispetto allo scenario considerato per il 2021 di 50 \$/barile, prima di ulteriori azioni correttive da parte del management ed esclude gli effetti sul flusso di dividendi da partecipazioni.

La ripresa a breve termine dei prezzi del petrolio e del gas dipenderà in misura preponderante dai tempi di contenimento della diffusione della pandemia e dalle modalità con cui la crisi sarà gestita. Nel peggiore degli scenari, la pandemia potrebbe prolungare l'attuale crisi economica con conseguenze negative di entità rilevante sulla domanda d'idrocarburi e sui prezzi delle commodity. Questo sviluppo che potrebbe essere reso ancora più problematico nel caso in cui l'OPEC+ dovesse allentare la politica di sostegno dei prezzi, comporterebbe effetti negativi significativi sui risultati futuri, il cash flow, la liquidità e le prospettive di business di Eni, compreso l'andamento dell'azione e i ritorni per l'azionista. Oltre alle riserve di liquidità esistenti alla data corrente, la Compagnia può far leva su un modello di business solido e sulle azioni finalizzate o avviate in questi anni che ne hanno aumentato la resilienza allo scenario. Punto saliente di tali azioni è stata la progressiva riduzione del break even medio dei progetti in esecuzione a 23 \$/barile grazie all'esplorazione di successo a costi competitivi, la riduzione del time-to-market delle riserve, lo sviluppo dei progetti per fasi e nell'ottica design-to-cost che privilegia sviluppi in contesti semplici e convenzionali con costi più contenuti e, infine, il continuo controllo delle spese operative.

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile (perdita) operativo per settore di attività e i principali indicatori di scenario dell'esercizio:

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
Exploration & Production		(610)	7.417	10.214	(8.027)
Global Gas & LNG Portfolio		(332)	431	387	(763)
Refining & Marketing e Chimica		(2.463)	(682)	(501)	(1.781)
EGL, Power & Renewables		660	74	340	586
Corporate e altre attività		(563)	(688)	(668)	125
Effetto eliminazione utili interni		33	(120)	211	153
Utile (perdita) operativo		(3.275)	6.432	9.983	(9.707)

	2020	2019	2018	Var. %.
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	41,67	64,30	71,04	(35,2)
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,142	1,119	1,181	2,0
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	36,49	57,44	60,15	(36,5)
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	1,7	4,3	3,7	(60,5)
PSV ^(d)	112	171	260	(34,5)
TTF ^(d)	100	142	243	(29,6)

(a) In USD per barile. Fonte: Platt's Oilgram.

(b) Fonte: BCE.

(c) In USD per barile. Fonte: elaborazioni Eni. Consente di approssimare il margine del sistema di raffinazione Eni tenendo conto dei bilanci materia e delle rese in prodotti delle raffinerie.

(d) In Euro per migliaia di metri cubi.

RISULTATI ADJUSTED E COMPOSIZIONE DEGLI SPECIAL ITEM

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		(3.275)	6.432	9.983	(9.707)	..
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		1.318	(223)	96		
Esclusione special item		3.855	2.388	1.161		
Utile (perdita) operativo adjusted		1.898	8.597	11.240	(6.699)	(77,9)
Dettaglio per settore di attività						
Exploration & Production		1.547	8.640	10.850	(7.093)	(82,1)
Global Gas & LNG Portfolio		326	193	278	133	68,9
Refining & Marketing e Chimica		6	21	360	(15)	(71,4)
EGL, Power & Renewables		465	370	262	95	25,7
Corporate e altre attività		(507)	(602)	(583)	95	15,8
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato		61	(25)	73	86	
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni		(8.635)	148	4.126	(8.783)	..
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		937	(157)	69		
Esclusione special item		6.940	2.885	388		
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni		(758)	2.876	4.583	(3.634)	..

Per una migliore comprensione dei trend di business fondamentali, il management elabora i risultati adjusted che escludono gli oneri straordinari, commentati in precedenza, relativi principalmente a svalutazioni di attività non correnti, crediti d'imposta e perdita di magazzino.

Nel 2020 l'utile operativo adjusted di €1.898 milioni è diminuito del 78% pari a circa €6,7 miliardi dovuti all'effetto scenario per -€6,8 miliardi e agli impatti del COVID-19 di -€1 miliardo, attenuati da una migliore performance per +€1,1 miliardi sostenuta principalmente dal contributo positivo del settore GGP grazie alle azioni di ottimizzazione del portafoglio degli asset gas e GNL che hanno consentito di estrarre valore dallo scenario volatile, dal contributo delle bioraffinerie e del marketing dei carburanti e dai risultati solidi e in crescita del business retail gas e power, nonostante gli impatti del COVID-19 sulla domanda e sul rischio controparte.

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

Il Gruppo ha conseguito nell'esercizio 2020 la **perdita netta adjusted** di €758 milioni per effetto della flessione della performance operativa, dei minori risultati delle JV e altre partecipazioni industriali a causa del deterioramento del quadro macroeconomico e dell'andamento del tax rate.

Dettaglio degli special item

La perdita netta adjusted comprende special item costituiti da oneri netti di €6.940 milioni, relativi principalmente alle seguenti poste valutarie:

- (i) le svalutazioni nette di proprietà Oil & Gas in produzione/sviluppo (€1.888 milioni, rilevati in gran parte nel primo semestre 2020), i cui driver sono stati la revisione dello scenario prezzi di lungo termine degli idrocarburi a 60 \$/barile e l'indotta rimodulazione degli investimenti per privilegiare la generazione di cassa degli anni 2020-2021 nonché revisioni negative delle riserve. Le svalutazioni hanno riguardato principalmente asset in Italia, Algeria, Congo, USA e Turkmenistan;
- (ii) le svalutazioni di impianti di raffinazione in funzione della revisione dello scenario margini dovuta alle aspettative di minori spread dei prodotti e di apprezzamento dei greggi medium-sour verso il riferimento light-sweet Brent nonché di investimenti di periodo relativi a CGU della R&M, interamente svalutate in precedenti reporting period delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (nel complesso €1.225 milioni, riferiti essenzialmente al primo semestre);
- (iii) la svalutazione di impianti di Versalis per effetto del deterioramento dello scenario margini (€46 milioni);
- (iv) l'effetto contabile della componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting o vendite a termine di gas di portafoglio per le quali non è prevista la own use exemption (oneri di €440 milioni);
- (v) l'accantonamento a fondi rischi (€137 milioni) rilevati in particolare nel settore E&P;
- (vi) gli oneri per l'incentivazione all'esodo (€123 milioni);
- (vii) la riclassifica del saldo relativo ai derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini commerciali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione (negativo per €160 milioni);
- (viii) le svalutazioni di crediti di €77 milioni nel settore E&P;
- (ix) le svalutazioni di proprietà Oil & Gas dovute alla revisione dello scenario petrolifero e dei profili di produzione della valutata all'equity Vår Energi, al netto di differenze cambio positive da traduzione di debiti finanziari in valuta il cui rimborso avverrà con i cash flow in valuta derivanti dalla vendita delle produzioni nell'ambito di una relazione di natural hedge (complessivamente oneri di €1.111 milioni);
- (x) l'allineamento ai valori correnti del magazzino materie prime e prodotti di ADNOC Refining (un onere di €124 milioni);
- (xi) la quota di competenza Eni degli oneri straordinari/svalutazioni rilevati dalla partecipata Saipem (oneri di €271 milioni);
- (xii) l'effetto fiscale degli special item illustrati, nonché la svalutazione di crediti fiscali dovuta alla proiezione di minori redditi imponibili futuri (complessivamente €1.278 milioni).

DETTAGLIO DEGLI SPECIAL ITEM

	(€ milioni)	2020	2019	2018
Special item dell'utile (perdita) operativo		3.855	2.388	1.161
- oneri ambientali		(25)	338	325
- svalutazioni (riprese di valore) nette		3.183	2.188	866
- plusvalenze nette su cessione di asset		(9)	(151)	(452)
- accantonamenti a fondo rischi		149	3	380
- oneri per incentivazione all'esodo		123	45	155
- derivati su commodity		440	(439)	(133)
- differenze e derivati su cambi		(160)	108	107
- ripristino ammortamenti Eni Norge				(375)
- altro		154	296	288
Oneri (proventi) finanziari		152	(42)	(85)
di cui:				
- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo		160	(108)	(107)
Oneri (proventi) su partecipazioni		1.655	188	(798)
di cui:				
- plusvalenze da cessione			(46)	(909)
- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni		1.207	148	67
Imposte sul reddito		1.278	351	110
Totale special item dell'utile (perdita) netto		6.940	2.885	388

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

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		124	3.436	4.955	(3.312)	(96,4)
Global Gas & LNG Portfolio		211	100	118	111	..
Refining & Marketing e Chimica		(246)	(42)	224	(204)	..
Eni gas e luce, Power & Renewables		329	275	189	54	19,6
Corporate e altre attività		(1.205)	(866)	(948)	(339)	(39,1)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)		36	(20)	56	56	..
Utile (perdita) netto adjusted		(751)	2.883	4.594	(3.634)	..
di competenza:						
- azionisti Eni		(758)	2.876	4.583	(3.634)	..
- interessenze di terzi		7	7	11		

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

ANALISI DELLE VOCI DEL CONTO ECONOMICO

RICAVI

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		13.590	23.572	25.744	(9.982)	(42,3)
Global Gas & LNG Portfolio		7.051	11.779	14.807	(4.728)	(40,1)
Refining & Marketing e Chimica		25.340	42.360	46.483	(17.020)	(40,2)
- Refining & Marketing		22.965	39.836	43.476	(16.871)	(42,4)
- Chimica		3.387	4.123	5.123	(736)	(17,9)
- Elisioni		(1.012)	(1.599)	(2.116)		
EGL, Power & Renewables		7.536	8.448	8.218	(912)	(10,8)
- EGL		6.006	6.420	5.910	(414)	(6,4)
- Power		1.894	2.476	2.648	(582)	(23,5)
- Renewables		14	4	1	10	..
- Elisioni		(378)	(452)	(341)		
Corporate e altre attività		1.559	1.676	1.588	(117)	(7,0)
Elisioni di consolidamento		(11.089)	(17.954)	(21.018)	6.865	
Ricavi della gestione caratteristica		43.987	69.881	75.822	(25.894)	(37,1)
Altri ricavi e proventi		960	1.160	1.116	(200)	(17,2)
Totale ricavi		44.947	71.041	76.938	(26.094)	(36,7)

I ricavi complessivi ammontano a €44.947 milioni, evidenziando una riduzione del 36,7% rispetto al 2019, e riflettono gli effetti indotti della pandemia COVID-19, in particolare: il crollo delle quotazioni del petrolio (-35% per il riferimento Brent) del prezzo del gas in tutte le aree geografiche (in particolare -35% per il prezzo spot al punto di scambio virtuale del mercato italiano - PSV) e delle quotazioni dei carburanti, le minori vendite di energia, carburanti e prodotti chimici, nonché le minori disponibilità da produzione per effetto del prolungamento delle misure di lockdown in risposta all'emergenza sanitaria.

I **ricavi della gestione caratteristica** conseguiti nel 2020 (€43.987 milioni) sono diminuiti di €25.894 milioni rispetto al 2019 (-37,1%), con il seguente breakdown:

→ i ricavi della Exploration & Production (€13.590 milioni) evidenziano una riduzione del 42,3% per effetto del deteriora-

mento dello scenario petrolifero che si è riflesso sui prezzi di realizzo degli idrocarburi (-34% in media);

→ i ricavi del settore Global Gas & LNG Portfolio (€7.051 milioni) in riduzione di €4.728 milioni (-40,1%) per effetto della riduzione dei prezzi e dei volumi di vendita anche a causa della recessione economica dovuta alla pandemia COVID-19 con conseguenti effetti sulla domanda di gas in Europa, in particolare nel secondo trimestre che è stato l'apice della crisi;

→ i ricavi del settore Refining & Marketing e Chimica (€25.340 milioni) si riducono di €17.020 milioni (-40,2%) e scontano uno scenario fortemente depresso a causa della crisi della domanda di carburanti che ha comportato il crollo delle quotazioni e minori volumi;

→ i ricavi del settore EGL, Power & Renewables (€7.536 milioni) si riducono di €912 milioni (-10,8%) a seguito delle flessioni dei prezzi delle commodity e dei minori consumi causati dalla recessione economica.

COSTI OPERATIVI

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		33.551	50.874	55.622	(17.323)	(34,1)
Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti		226	432	415	(206)	(47,7)
Costo lavoro		2.863	2.996	3.093	(133)	(4,4)
di cui: incentivi per esodi agevolati e altro		123	45	155		
		36.640	54.302	59.130	(17.662)	(32,5)

I costi operativi sostenuti nel 2020 (€36.640 milioni) sono diminuiti di €17.662 milioni rispetto al 2019, pari al 32,5%. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (€33.551 milioni) sono diminuiti del 34,1% per effetto della riduzione del costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti long-term e cariche petrolifere e petrolchimiche). La variazione è conseguenza anche delle misure decisive attuate dal management per difendere la redditività e aumentare

la resilienza allo scenario pandemico con programma di riduzione dei costi operativi di €1,9 miliardi rispetto al livello pre-COVID-19 di cui circa il 30% di ordine strutturale.

Il costo lavoro (€2.863 milioni) è diminuito di €133 milioni rispetto al 2019 (-4,4%) principalmente a seguito del decremento dell'occupazione media all'estero e dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro USA, in parte compensati da maggiori oneri per incentivazione all'esodo.

AMMORTAMENTI, SVALUTAZIONI, RIPRESE DI VALORE E RADIAZIONI

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
Exploration & Production		6.273	7.060	6.152	(787)
Global Gas & LNG Portfolio		125	124	226	1
Refining & Marketing e Chimica		575	620	399	(45)
- Refining & Marketing		488	530	311	(42)
- Chimica		87	90	88	(3)
EGL, Power & Renewables		217	190	182	27
- EGL		166	133	126	33
- Power		45	55	56	(10)
- Renewables		6	2		4
Corporate e altre attività		146	144	59	2
Effetto eliminazione utili interni		(32)	(32)	(30)	
Totale ammortamenti		7.304	8.106	6.988	(802)
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing		3.183	2.188	866	995
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore nette		10.487	10.294	7.854	193
Radiazioni		329	300	100	29
		10.816	10.594	7.954	222

Gli **ammortamenti** (€7.304 milioni) sono diminuiti del 9,9% rispetto al 2019, principalmente nel settore Exploration & Production per effetto essenzialmente della riduzione degli investimenti e delle produzioni nonché dei minori valori di libro delle proprietà Oil & Gas conseguenti alle svalutazioni registrate nel

bilancio 2020 (€1.888 milioni).

Le **svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritto di utilizzo beni in leasing** (€3.183 milioni), commentate nel paragrafo “special item” sono così articolate:

(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
Exploration & Production	1.888	1.217	726	671
Global Gas & LNG Portfolio	2	(5)	(73)	7
Refining & Marketing e Chimica	1.271	922	193	349
EGL, Power & Renewables	1	42	2	(41)
Corporate e altre attività	21	12	18	9
Svalutazioni (Riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing	3.183	2.188	866	995

Le **radiazioni** (€329 milioni) si riferiscono principalmente ai write-off di pozzi esplorativi di insuccesso dovuto al mancato rinvenimento di quantità sufficienti di risorse per giustificarne

lo sviluppo in particolare in Libia, Stati Uniti, Angola, Egitto, Oman, Messico e Libano.

PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	(913)	(962)	(627)	49
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(517)	(618)	(565)	101
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	31	127	32	(96)
- Interessi ed altri oneri verso banche ed altri finanziatori	(102)	(122)	(120)	20
- Interessi passivi su passività per beni in leasing	(347)	(378)		31
- Interessi attivi verso banche	10	21	18	(11)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	12	8	8	4
Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati	351	(14)	(307)	365
- Strumenti finanziari derivati su valute	391	9	(329)	382
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(40)	(23)	22	(17)
Differenze di cambio	(460)	250	341	(710)
Altri proventi (oneri) finanziari	(96)	(246)	(430)	150
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	97	112	132	(15)
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)	(190)	(255)	(249)	65
- Altri proventi (oneri) finanziari	(3)	(103)	(313)	100
	(1.118)	(972)	(1.023)	(146)
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	73	93	52	(20)
	(1.045)	(879)	(971)	(166)

Gli **oneri finanziari netti** di €1.045 milioni registrano un peggioramento di €166 milioni rispetto al 2019. I principali driver sono stati: (i) le differenze cambio negative per €460 milioni compensate dalla variazione positiva del fair value dei derivati su cambi (+€382 milioni), le cui variazioni sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come “hedges” in base all'IFRS 9; (ii) la riduzione

degli altri oneri finanziari che riflette il minor costo del debito, nonché la circostanza che il 2019 recepiva gli interessi passivi maturati su accantonamenti a fondo rischi in particolare nel settore E&P; e (iii) il miglioramento (+€65 milioni) degli oneri finanziari derivanti dall'accretion discount di passività rilevate al valore attuale a seguito della riduzione dei tassi di attualizzazione.

PROVENTI (ONERI) NETTI SU PARTECIPAZIONE

2020	(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing & Chimica	EGL, Power & Renewables	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		(980)	(15)	(363)	6	(381)	(1.733)
Dividendi		118		32			150
Altri proventi (oneri) netti			(48)	(18)	(9)		(75)
		(862)	(63)	(349)	(3)	(381)	(1.658)

Gli **oneri netti su partecipazioni** ammontano a €1.658 milioni e riguardano:

→ le quote di competenza delle perdite dell'esercizio delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto per complessivi -€1.733 milioni attribuibili essenzialmente alla joint venture upstream Vår Energi nonché ad ADNOC Refining e Saipem. Le perdite nette sono riferite essenzialmente oltre che al deterioramento dello scenario, alla rilevazione di oneri straordinari nei bilanci delle partecipate per svalutazioni di asset e scorte al netto di differenze cambio positive da traduzione di

debiti finanziari in valuta il cui rimborso avverrà con i cash flow in valuta derivanti dalla vendita delle produzioni nell'ambito di una relazione di "copertura naturale" (natural hedge);

→ i dividendi di €150 milioni ricevuti da partecipazioni minoritarie misurate al fair value con imputazione nell'utile complessivo e relativi principalmente alla Nigeria LNG (€113 milioni) e alla Saudi European Petrochemical Co (€28 milioni).

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

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		(1.733)	(88)	(68)	(1.645)
Dividendi		150	247	231	(97)
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni			19	22	(19)
Altri proventi (oneri) netti		(75)	15	910	(90)
Proventi (oneri) su partecipazioni		(1.658)	193	1.095	(1.851)

IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito si attestano a €2.650 milioni (€5.591 milioni nel 2019) con una perdita ante imposte di €5.978 milioni nel 2020.

Nell'esercizio 2020 il tax rate nominale di Gruppo esclusi gli special item ha registrato valori poco significativi, con un'incidenza delle imposte superiore al 100% dell'utile ante imposte a causa dello scenario depresso, che da un lato comporta un maggior peso relativo e quindi un effetto distorsivo di certi fenomeni rispetto a quanto registrato in passato, dall'altro limita la capacità d'iscrizione dei crediti d'imposta sulle perdite di periodo.

In particolare, i principali trend che hanno influenzato il tax rate sono stati:

→ maggiore incidenza sull'utile ante imposte, ridotto dallo scenario, di costi e perdite non fiscalizzabili, quali i costi della fase esplorativa, il cui riconoscimento dipende dal raggiungi-

mento di certe milestone (ad esempio la FID di progetto) e i minori margini nella vendita inter-segment ai fini della commercializzazione sui mercati finali, del gas libico non equity; tale incidenza in scenari normali è fortemente attenuata;

→ mancata/ridotta iscrivibilità di attività per imposte anticipate relative alle perdite di periodo in alcune giurisdizioni upstream in base alle modalità di recognition previste dagli IFRS (IAS 12);

→ imposte stanziati sui dividendi intercompany che non generano utile ante imposte consolidato.

Al netto di tali effetti, il tax rate di Gruppo normalizzato si ridetermina in 70%, che riflette l'elevata incidenza nel portafoglio upstream Eni dei contratti petroliferi PSA che hanno aliquote poco sensibili al livello dei prezzi.

	(€ milioni)	reported (ex-special items)	costi, perdite e item esplorativi non deducibili	crediti d'imposta non iscritti su perdite di periodo	imposte associate al dividendo intercompany	tax rate normalizzato
Utile ante imposte		1.002	741			1.743
Imposte sul reddito		1.753		(330)	(195)	1.228
Tax rate		n.s.				70%

Risultati per settore di attività¹

EXPLORATION & PRODUCTION

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		(610)	7.417	10.214	(8.027)	..
Esclusione special item:		2.157	1.223	636		
- oneri ambientali		19	32	110		
- svalutazioni (riprese di valore) nette		1.888	1.217	726		
- plusvalenze nette su cessione di asset		1	(145)	(442)		
- oneri per incentivazione all'esodo		34	23	26		
- accantonamenti a fondo rischi		114	(18)	360		
- differenze e derivati su cambi		13	14	(6)		
- altro		88	100	(138)		
Utile (perdita) operativo adjusted		1.547	8.640	10.850	(7.093)	(82,1)
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(316)	(362)	(366)	46	
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		262	312	285	(50)	
di cui: Vår Energi		193	122			
Imposte sul reddito ^(a)		(1.369)	(5.154)	(5.814)	3.785	
Utile (perdita) netto adjusted		124	3.436	4.955	(3.312)	(96,4)
I risultati includono:						
costi di ricerca esplorativa:		510	489	380	21	4,3
- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici		196	275	287	(79)	(28,7)
- radiazione di pozzi di insuccesso ^(b)		314	214	93	100	46,7
Prezzi medi di realizzo						
Petrolio ^(c)	(\$/barile)	37,06	59,26	65,47	(22,20)	(37,5)
Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	132,95	174,59	183,74	(41,64)	(23,9)
Idrocarburi	(\$/boe)	28,92	43,54	47,48	(14,62)	(33,6)

(a) Escludono gli special item.

(b) Include anche la radiazione di diritti esplorativi unproved, laddove presenti, associati ai progetti con esito negativo.

(c) Include condensati.

Nel 2020 il settore **Exploration & Production** ha registrato un **utile operativo adjusted** di €1.547 milioni, con una contrazione dell'82% rispetto al 2019, pari a -€7,1 miliardi dovuti allo scenario a causa del crollo delle quotazioni del petrolio e del prezzo del gas in tutte le aree geografiche, in particolare nel secondo trimestre 2020 che ha rappresentato il punto di minimo della crisi nonché agli effetti del COVID-19 (minori produzioni per riduzioni capex e impatti operativi), dei tagli OPEC+ e della riduzione della domanda gas. Inoltre, il risultato di periodo sconta la perdita connessa alla commercializzazione di volumi di gas libico non equity, che sono esitati nel mercato europeo. Quest'ultimo effetto non è considerato nei prezzi di realizzo del gas che sono rela-

tivi al solo gas equity. Infine, la riduzione del risultato è dovuta ai maggiori write-off di pozzi esplorativi di insuccesso, parzialmente compensati dalle azioni di ottimizzazione della base costi. L'utile operativo adjusted è stato determinato con una rettifica positiva per **special item** di €2.157 milioni.

Il settore ha riportato un **utile netto adjusted** di €124 milioni nell'esercizio, con una contrazione del 96,4% rispetto all'esercizio precedente a causa della riduzione dell'utile operativo e del peggioramento del risultato della maggior parte delle società valutate ad equity, in relazione al sensibile peggioramento dello scenario, con l'eccezione di Vår Energi in ripresa nella parte finale dell'anno.

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

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		(332)	431	387	(763)	..
Esclusione special item:		658	(238)	(109)		
- svalutazioni (riprese di valore) nette		2	(5)	(73)		
- oneri per incentivazione all'esodo		2	1	4		
- derivati su commodity		858	(576)	(63)		
- differenze e derivati su cambi		(183)	109	111		
- altro		(21)	233	(88)		
Utile (perdita) operativo adjusted		326	193	278	133	68,9
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)			3	(3)	(3)	
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		(15)	(21)	(1)	6	
Imposte sul reddito ^(a)		(100)	(75)	(156)	(25)	
Utile (perdita) netto adjusted		211	100	118	111	..

(a) Escludono gli special item.

Nel 2020 il settore **Global Gas & LNG Portfolio** ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €326 milioni, +68,9% rispetto al 2019. Tale miglioramento è dovuto alle azioni di ottimizzazione del portafoglio di asset gas e GNL, che hanno fatto leva sull'elevata volatilità dei prezzi e sulla flessibilità dei contratti, e ai benefici derivanti da una rinegoziazione contrattuale in ambito GNL conclusa nel terzo trimestre. Tali benefici hanno più che compensato la flessione dei risultati del business gas dovuta all'impatto

che la pandemia COVID-19 ha avuto sulla domanda di gas in Europa, in particolare nel secondo trimestre che è stato l'apice della crisi.

L'utile operativo adjusted è ottenuto con una rettifica positiva per gli **special item** di €658 milioni.

L'esercizio chiude con un **utile netto adjusted** di €211 milioni, più che raddoppiato rispetto al 2019 a seguito essenzialmente dell'incremento della performance operativa.

REFINING & MARKETING E CHIMICA

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		(2.463)	(682)	(501)	(1.781)	..
Esclusione (utile) perdita di magazzino		1.290	(318)	234		
Esclusione special item:		1.179	1.021	627		
- oneri ambientali		85	244	193		
- svalutazioni (riprese di valore) nette		1.271	922	193		
- plusvalenze nette su cessione di asset		(8)	(5)	(9)		
- accantonamenti a fondo rischi		5	(2)	21		
- oneri per incentivazione all'esodo		27	8	8		
- derivati su commodity		(185)	(118)	120		
- differenze e derivati su cambi		10	(5)	5		
- altro		(26)	(23)	96		
Utile (perdita) operativo adjusted		6	21	360	(15)	(71,4)
- Refining & Marketing		235	289	370	(54)	(18,7)
- Chimica		(229)	(268)	(10)	39	14,6
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(7)	(36)	11	29	
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		(161)	37	(2)	(198)	
di cui: ADNOC Refining		(167)	23			
Imposte sul reddito ^(a)		(84)	(64)	(145)	(20)	
Utile (perdita) netto adjusted		(246)	(42)	224	(204)	..

(a) Escludono gli special item.

Il business **Refining & Marketing** ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €235 milioni con una riduzione del 18,7% rispetto al 2019. Il business tradizionale della raffinazione ha registrato risultati negativi connessi allo scenario fortemente depresso a causa della crisi della domanda di carburanti dovuta alla pandemia e del peggioramento del premio di conversione con il conseguente calo del tasso di utilizzo degli impianti, in un contesto di sovracapacità, pressione

competitiva ed elevato livello delle scorte. Tali impatti sono stati parzialmente compensati da azioni di ottimizzazione degli assetti industriali e dalla positiva performance delle bioraffinerie grazie a maggiori volumi lavorati e margini. Il marketing ha registrato un risultato sostanzialmente in linea con l'anno precedente nonostante un importante calo dei volumi di vendita per effetto della pandemia grazie anche ad azioni di ottimizzazione ed efficienza.

Il settore della Chimica, nonostante l'impatto della recessione causata dal COVID-19 su settori trainanti quali l'auto, ha conseguito risultati migliori del 2019 grazie alla ripresa, in particolare nella fase finale dell'anno, sostenuta dall'accelerazione dell'attività in Asia, da una minore pressione competitiva, migliori margini dei prodotti quali il polietilene e maggiore disponibilità di prodotto. Nel 2020 il business della **Chimica** ha registrato una **perdita operativa adjusted** di €229 milioni con un recupero di €39 milioni rispetto alla perdita di €268 milioni registrata nel periodo di confronto nonostante la fase di forte contrazione dei volumi venduti nel secondo/terzo trimestre a causa della recessione delle economie europee sulla scia delle misure restrittive adottate durante il picco pandemico e delle incertezze sui tempi di ripresa che hanno indotto gli operatori a posticipa-

re gli acquisti. A questi trend si sono aggiunte le minori disponibilità di prodotto causate dal prolungamento delle fermate manutentive di impianti in relazione all'emergenza sanitaria (in particolare steam cracking di Priolo e Brindisi). Tali sviluppi sono stati infine più che compensati nel quarto trimestre dalla ripresa dei margini in particolare del polietilene nell'ultima parte dell'anno.

L'**utile operativo adjusted** del settore **R&M e Chimica** pari a €6 milioni è ottenuto con una rettifica positiva per gli **special item** di €1.179 milioni e per la valutazione delle scorte di €1.290 milioni.

La **perdita netta adjusted** si attesta a €246 milioni riflettendo principalmente la perdita netta della partecipazione in ADNOC Refining (-€167 milioni nel 2020).

EGL, POWER & RENEWABLES

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		660	74	340	586	..
Esclusione special item:		(195)	296	(78)		
- oneri ambientali		1		(1)		
- svalutazioni (riprese di valore) nette		1	42	2		
- accantonamenti a fondo rischi		10				
- oneri per incentivazione all'esodo		20	3	118		
- derivati su commodity		(233)	255	(190)		
- differenze e derivati su cambi			(10)	(3)		
- altro		6	6	(4)		
Utile (perdita) operativo adjusted		465	370	262	95	25,7
- Eni gas e luce		325	278	201	47	16,9
- Power & Renewables		140	92	61	48	52,2
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(1)	(1)	(1)		
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		6	10	10	(4)	
Imposte sul reddito ^(a)		(141)	(104)	(82)	(37)	
Utile (perdita) netto adjusted		329	275	189	54	19,6

(a) Escludono gli special item.

Nel 2020 il business retail gas e power gestito da **Eni gas e luce** ha registrato performance solide ed in crescita con un **utile operativo adjusted** pari a €325 milioni, in aumento di €47 milioni (+16,9% rispetto al 2019) nonostante il calo delle vendite gas dovuto ai minori consumi causati dalla recessione economica e i maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti in funzione dell'atteso deterioramento del rischio controparte. La performance è stata sostenuta dalle azioni commerciali/efficienza, dal contributo del business

extra-commodity in Italia e dallo sviluppo del business in Francia e Grecia. Il business **Power & Renewables** ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €140 milioni (+€48 milioni) beneficiando dei maggiori margini.

L'**utile operativo adjusted** di settore pari a €465 milioni è ottenuto con una rettifica negativa per gli **special item** di €195 milioni. L'esercizio chiude con un **utile netto adjusted** di €329 milioni, in miglioramento del 19,6% a seguito dell'incremento della performance operativa.

CORPORATE E ALTRE ATTIVITÀ

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		(563)	(688)	(668)	125	18,2
Esclusione special item:		56	86	85		
- oneri ambientali		(130)	62	23		
- svalutazioni (riprese di valore) nette		21	12	18		
- plusvalenze nette su cessione di asset		(2)	(1)	(1)		
- accantonamenti a fondo rischi		20	23	(1)		
- oneri per incentivazione all'esodo		40	10	(1)		
- altro		107	(20)	47		
Utile (perdita) operativo adjusted		(507)	(602)	(583)	95	15,8
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(569)	(525)	(697)	(44)	
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		(95)	43	5	(138)	
Imposte sul reddito ^(a)		(34)	218	327	(252)	
Utile (perdita) netto adjusted		(1.205)	(866)	(948)	(339)	(39,1)

(a) Escludono gli special item.

Il risultato dell'aggregato Corporate e Altre Attività include principalmente i costi delle sedi direzionali Eni al netto dei riaddebiti alle società operativi per la fornitura di servizi generali, amministrativi, finanziari, ICT, risorse umane, legali, affari societari, nonché i costi operativi delle attività di bo-

nifica 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 2020	31 dicembre 2019	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	53.943	62.192	(8.249)
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.643	5.349	(706)
Attività immateriali	2.936	3.059	(123)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	995	1.371	(376)
Partecipazioni	7.706	9.964	(2.258)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.037	1.234	(197)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.361)	(2.235)	874
	69.899	80.934	(11.035)
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	3.893	4.734	(841)
Crediti commerciali	7.087	8.519	(1.432)
Debiti commerciali	(8.679)	(10.480)	1.801
Attività (passività) tributarie nette	(2.198)	(1.594)	(604)
Fondi per rischi e oneri	(13.438)	(14.106)	668
Altre attività (passività) d'esercizio	(1.328)	(1.864)	536
	(14.663)	(14.791)	128
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.201)	(1.136)	(65)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	44	18	26
CAPITALE INVESTITO NETTO	54.079	65.025	(10.946)
Patrimonio netto degli azionisti Eni	37.415	47.839	(10.424)
Interessenze di terzi	78	61	17
Patrimonio netto	37.493	47.900	(10.407)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	11.568	11.477	91
Passività per leasing	5.018	5.648	(630)
- di cui working interest Eni	3.366	3.672	(306)
- di cui working interest follower	1.652	1.976	(324)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	16.586	17.125	(539)
COPERTURE	54.079	65.025	(10.946)
Leverage	0,44	0,36	
Gearing	0,31	0,26	

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

Al 31 dicembre 2020, il capitale immobilizzato si riduce di €11.035 milioni per effetto essenzialmente delle svalutazioni di impianti e degli ammortamenti/radiazioni (€10.816 milioni), non compensati dagli investimenti di periodo (€4.644 milioni), delle differenze negative di cambio in funzione del deprezzamento del dollaro USA, della riduzione della voce "Partecipazioni" (-€2.258 milioni) dovuta alle minusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto delle partecipazioni in Vår Energi e ADNOC Refining, nonché della svalutazione delle scorte d'obbligo di olio e prodotti a seguito della flessione delle quotazioni.

Il capitale di esercizio netto (-€14.663 milioni) è sostanzialmente stabile per effetto della compensazione tra la riduzione del saldo netto dei movimenti nei debiti/crediti commerciali (+€369 milioni) e la riduzione dei fondi per il pagamento di oneri operativi (+€668 milioni) con effetti incrementativi mentre a decremento, la riduzione del valore di libro delle scorte (-€841 milioni) per effetto scenario e le svalutazioni di imposte differite attive in funzione della riduzione delle proiezioni di redditi imponibili futuri.

RICONDUZIONE UTILE COMPLESSIVO

	(€ milioni)	2020	2019
Utile (perdita) netto dell'esercizio		(8.628)	155
Componenti non riclassificabili a conto economico		33	(47)
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti		(16)	(42)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI		24	(3)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto			(7)
Effetto fiscale		25	5
Componente riclassificabili a conto economico		(2.813)	116
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro		(3.314)	604
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		661	(679)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		32	(6)
Effetto fiscale		(192)	197
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		(2.780)	69
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio		(11.408)	224
di competenza:			
- azionisti Eni		(11.415)	217
- interessenze di terzi		7	7

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

	(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2019		51.069
Totale utile (perdita) complessivo	224	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.018)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(4)	
Acquisto azioni proprie	(400)	
Rimborso terzi azionisti	(1)	
Altre variazioni	30	
Totale variazioni		(3.169)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2019		47.900
di competenza:		
- azionisti Eni		47.839
- interessenze di terzi		61
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2020		47.900
Totale utile (perdita) complessivo	(11.408)	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.965)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)	
Emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue	2.975	
Altre variazioni	(6)	
Totale variazioni		(10.407)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2020		37.493
di competenza:		
- azionisti Eni		37.415
- interessenze di terzi		78

Il **patrimonio netto** (€37.493 milioni) è diminuito di €10.407 milioni rispetto al 31 dicembre 2019 per effetto della perdita netta del periodo (€8.628 milioni), della distribuzione del dividendo agli azionisti Eni (€1.965 milioni che comprende la distribuzione del saldo dividendo 2019 pari a €0,43 per azione e dell'acconto sull'esercizio 2020 pari a un terzo del dividendo base di €0,36 per

azione), nonché della variazione negativa della riserva per differenze cambio (€3.314 milioni) in funzione del deprezzamento del dollaro sull'euro ai cambi di chiusura, parzialmente compensati dalle due emissioni ibride di circa €3 miliardi effettuate ad ottobre e dalla variazione positiva (+€661 milioni) della riserva cash flow hedge.

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

Il “leverage” misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l’indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Il “gearing” misura quanta parte del capitale investito netto è finanziata con il ricorso ai mezzi di terzi ed è calcolato come rapporto tra l’indebitamento finanziario

netto e il capitale investito netto. Il management Eni utilizza tali indicatori per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell’industria.

	(€ milioni)	31 dicembre 2020	31 dicembre 2019	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari		26.686	24.518	2.168
- Debiti finanziari a breve termine		4.791	5.608	(817)
- Debiti finanziari a lungo termine		21.895	18.910	2.985
Disponibilità liquide ed equivalenti		(9.413)	(5.994)	(3.419)
Titoli held for trading		(5.502)	(6.760)	1.258
Crediti finanziari non strumentali all’attività operativa		(203)	(287)	84
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		11.568	11.477	91
Passività per beni in leasing		5.018	5.648	(630)
- di cui working interest Eni		3.366	3.672	(306)
- di cui working interest follower		1.652	1.976	(324)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		16.586	17.125	(539)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		37.493	47.900	(10.407)
Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,31	0,24	(0,07)
Leverage post lease liability ex IFRS 16		0,44	0,36	

L’indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2020 è pari a €16.586 milioni in riduzione di €539 milioni rispetto al 2019. I **debiti finanziari e obbligazionari** ammontano a €26.686 milioni, di cui €4.791 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di €1.909 milioni) e €21.895 milioni a lungo termine.

Escludendo l’effetto della lease liability - IFRS 16, l’indebita-

mento finanziario netto si ridetermina in €11.568 milioni in linea con il 2019.

Il **leverage**² – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi - si attesta a 0,44 al 31 dicembre 2020, di cui 4 punti riferibili alla quota di passività di competenza dei partner delle unincorporated joint venture operate da Eni. Escludendo l’impatto dell’applicazione dell’IFRS 16, il leverage si ridetermina in 0,31.

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato e la sintesi dello schema statutory al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio, e la variazione dell’indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il “free cash flow” cioè l’avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il free cash flow chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa

relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell’area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell’indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull’indebitamento finanziario netto delle variazioni dell’area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

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

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO^(a)

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
Utile (perdita) netto		(8.628)	155	4.137	(8.783)
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>					
- ammortamenti e altre componenti non monetarie		12.641	10.480	7.657	2.161
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(9)	(170)	(474)	161
- dividendi, interessi e imposte		3.251	6.224	6.168	(2.973)
Variazione del capitale di esercizio		(18)	366	1.632	(384)
Dividendi incassati da partecipate		509	1.346	275	(837)
Imposte pagate		(2.049)	(5.068)	(5.226)	3.019
Interessi (pagati) incassati		(875)	(941)	(522)	66
Flusso di cassa netto da attività operativa		4.822	12.392	13.647	(7.570)
Investimenti tecnici		(4.644)	(8.376)	(9.119)	3.732
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(392)	(3.008)	(244)	2.616
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni		28	504	1.242	(476)
Altre variazioni relative all'attività di investimento e disinvestimento		(735)	(254)	942	(481)
Free cash flow		(921)	1.258	6.468	(2.179)
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		1.156	(279)	(357)	1.435
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		3.115	(1.540)	320	4.655
Rimborso di passività per beni in leasing		(869)	(877)		8
Flusso di cassa del capitale proprio		(1.968)	(3.424)	(2.957)	1.456
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		2.975			2.975
Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità		(69)	1	18	(70)
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI		3.419	(4.861)	3.492	8.280
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted		6.726	11.700	12.529	(4.974)

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
Free cash flow		(921)	1.258	6.468	(2.179)
Rimborso di passività per beni in leasing		(869)	(877)		8
Debiti e crediti finanziari società acquisite		(67)		(18)	(67)
Debiti e crediti finanziari società disinvestite			13	(499)	(13)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		759	(158)	(367)	917
Flusso di cassa del capitale proprio		(1.968)	(3.424)	(2.957)	1.456
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		2.975			2.975
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING		(91)	(3.188)	2.627	3.097
Effetti prima applicazione IFRS 16			(5.759)		5.759
Rimborsi lease liability		869	877		(8)
Accensioni del periodo e altre variazioni		(239)	(766)		527
Variazione passività per beni in leasing		630	(5.648)		6.278
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING		539	(8.836)	2.627	9.375

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

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** dell'esercizio 2020 è stato di €4.822 milioni con una flessione del 61% rispetto al periodo di confronto a causa del deterioramento dello scenario e della circostanza che il flusso di cassa netto da attività operativa del 2019 comprendeva maggiori dividendi pagati dalla joint venture Vår Energi (€1.057 milioni nel 2019 vs. €274 milioni nel periodo attuale). Il flusso di cassa del capitale circolante è stato influenzato dalla riduzione del valore contabile delle scorte per effetto scenario e sconta un minore volume di crediti con scadenza nei successivi reporting period ceduti in factoring rispetto al quarto trimestre 2019 (-€1 miliardo) e il settlement di una disputa contrattuale con una First Party nella E&P (circa -€0,4 miliardi).

Il **flusso di cassa adjusted** si ridetermina in €6.726 milioni con una riduzione del 43% rispetto allo stesso periodo 2019. Tale misura di risultato adjusted è determinata prima della variazione del capitale di esercizio ed esclude l'utile/perdita di magazzino, accantonamenti straordinari su crediti e per oneri, nonché il fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting e dei contratti di vendita futura di gas con consegna fisica per i quali non è stata attivata la own use exemption. La flessione è dovuta per circa -€6,0 miliardi all'effetto scenario, compresi gli effetti sui dividendi delle partecipate, per -€1,3 miliardi agli impatti COVID-19, mentre la performance è stata positiva per +€2,3 miliardi. Il cash tax rate di Gruppo è risultato pari al 32% (31% nel periodo gennaio-dicembre 2019).

La riconduzione del **flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted** al flusso di cassa netto da

attività operativa per i reporting period 2019 e 2020 è riportata di seguito:

(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
Flusso di cassa netto da attività operativa	4.822	12.392	13.647	(7.570)
Variazione del capitale di esercizio	18	(366)	(1.632)	384
Esclusione derivati su commodity	440	(439)	(133)	879
Esclusione (utile) perdita di magazzino	1.318	(223)	96	1.541
Accantonamenti straordinari su crediti e per oneri	128	336	551	(208)
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	6.726	11.700	12.529	(4.974)

INVESTIMENTI TECNICI E IN PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	3.472	6.996	7.901	(3.524)	(50,4)
- acquisto di riserve proved e unproved	57	400	869	(343)	(85,8)
- ricerca esplorativa	283	586	463	(303)	(51,7)
- sviluppo	3.077	5.931	6.506	(2.854)	(48,1)
- altro	55	79	63	(24)	(30,4)
Global Gas & LNG Portfolio	11	15	26	(4)	(26,7)
Refining & Marketing e Chimica	771	933	877	(162)	(17,4)
- Refining & Marketing	588	815	726	(227)	(27,9)
- Chimica	183	118	151	65	55,1
EGL, Power & Renewables	293	357	238	(64)	(17,9)
- EGL	175	173	143	2	1,2
- Power	52	42	46	10	23,8
- Renewables	66	142	49	(76)	(53,5)
Corporate e altre attività	107	89	94	18	20,2
Effetto eliminazione utili interni	(10)	(14)	(17)		
Investimenti tecnici	4.644	8.376	9.119	(3.732)	(44,6)
Investimenti in partecipazioni/business combination	392	3.008	244	(2.616)	(87,0)
Totale investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination	5.036	11.384	9.363	(6.348)	(55,8)

I fabbisogni per gli **investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination** ammontano a €5.036 milioni e includono il corrispettivo dell'acquisizione di Evolvere, di Finproject e di una partecipazione in Novis Renewables Holdings, oltre a interventi sul capitale di partecipazioni all'equity impegnate nella realizzazione di progetti d'interesse Eni. Al netto di tali componenti non organiche e dell'utilizzo degli anticipi commerciali incassati dai partner egiziani (€0,25 miliardi) per il finanziamento del progetto Zohr, gli investimenti netti sono stati di €4,97 miliardi, in riduzione del 36% vs. lo stesso periodo 2019 grazie ai tagli attivati nella revisione del piano industriale 2020-2021 in risposta alla crisi del COVID-19, interamente finanziati dal flusso di cassa netto adjusted.

Gli investimenti tecnici di €4.644 milioni (€8.376 milioni nel 2019) evidenziano una riduzione del 45% rispetto al 2019 e hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€3.077 milioni) in particolare in Egitto, Indonesia, Emirati Arabi Uniti, Italia, Stati Uniti, Angola, Messico, Iraq e Kazakhstan;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€462 milioni) finalizzati essenzialmente ad attività di asset integrity e stay in business, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing (€126 milioni) interventi per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa;
- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas ed energia elettrica nel business retail (€175 milioni).

Indicatori alternativi di performance (Non-GAAP measure)

Il management valuta le performance underlying dei settori di business sulla base di misure di risultato non previste dagli IFRS ("Misure alternative di performance") che escludono dall'utile operativo e dall'utile netto reported una serie di oneri e proventi che il management valuta straordinari o non correlati alla gestione industriale (special items) rispettivamente before e after tax che comprendono in particolare: le svalutazioni e le riprese di valore di asset, le plusvalenze da cessione di immobilizzazioni materiali ed immateriali e di partecipazioni, gli accantonamenti al fondo rischi ambientale e altri fondi, gli oneri delle ristrutturazioni, il fair value dei derivati di copertura dei rischi commodity/cambio privi dei requisiti formali per l'hedge accounting o per la "own use exemption" e per analogia gli effetti valutativi relativi ad attività/passività nell'ambito di relazioni di "natural hedge" dei rischi summenzionati, nonché le svalutazioni delle attività per imposte anticipate. Corrispondentemente è considerata avere natura "special" anche la componente di risultato della valutazione a equity delle partecipazioni in joint venture e imprese collegate per la quota riferibile ai suddetti oneri e proventi (after tax). Inoltre, è oggetto di esclusione il cosiddetto profit/loss on stock dato dalla differenza tra il costo corrente delle quantità vendute e quello determinato sulla base del criterio contabile IFRS del costo medio ponderato per la valutazione delle giacenze di fine periodo. Il profit (loss) on stock non è rilevato nei settori che utilizzano il magazzino come leva gestionale per ottimizzare i margini. Analogamente a quanto previsto per gli special item, è oggetto di esclusione il profit or loss on stock incluso nei risultati dalle imprese partecipate valutate all'equity.

Tali misure di risultato sono definite utile operativo adjusted e utile netto adjusted.

Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, avuto riguardo alla presenza di fenomeni non ricorrenti, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'informativa finanziaria Non-GAAP deve essere considerata come complementare e non sostituisce le informazioni redatte secondo gli IFRS. Le altre compagnie possono adottare metodologie differenti per il calcolo delle Non-GAAP measures.

Di seguito la descrizione delle principali misure alternative di performance; le misure di seguito rappresentate sono afferenti a risultati consuntivati:

Utile operativo e utile netto adjusted L'utile operativo e l'utile netto adjusted sono ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item e l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto. Ai fini della determinazione dei risultati adjusted dei settori, sono classificati nell'utile operativo gli effetti economici relativi agli strumenti finanziari derivati attivati per la gestione

del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota statutory delle società italiane.

Gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa.

Pertanto restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accrretion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

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

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

natural hedge di un rischio mercato, quali le differenze di cambio da allineamento maturate su debiti in valuta i cui flussi di rimborso sono assicurati da entrate in valuta altamente probabili. Sia la componente di fair value sospesa relativa ai derivati su commodity e altri strumenti sia le componenti maturate saranno imputate ai risultati di futuri reporting period al manifestarsi del sottostante. In applicazione della Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006, le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria.

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

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

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

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

Indebitamento finanziario netto L'indebitamento finanziario netto è calcolato come debito finanziario al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti, dei titoli held for trading e degli altri titoli

non strumentali all'attività operativa, nonché dei crediti finanziari a breve termine non strumentali all'attività operativa. Assumono la qualificazione di strumentali all'attività operativa le attività finanziarie funzionali allo svolgimento delle operations.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

RICONCILIAZIONE RISULTATI NON-GAAP VS. RISULTATI GAAP

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	EGL, Power & Renewables	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
2020	(€ milioni)						
Utile (perdita) operativo	(610)	(332)	(2.463)	660	(563)	33	(3.275)
Esclusione (utile) perdita di magazzino			1.290			28	1.318
Esclusione special item:							
- oneri ambientali	19		85	1	(130)		(25)
- svalutazioni (riprese di valore) nette	1.888	2	1.271	1	21		3.183
- plusvalenze nette su cessione di asset	1		(8)		(2)		(9)
- accantonamenti a fondo rischi	114		5	10	20		149
- oneri per incentivazione all'esodo	34	2	27	20	40		123
- derivati su commodity		858	(185)	(233)			440
- differenze e derivati su cambi	13	(183)	10				(160)
- altro	88	(21)	(26)	6	107		154
Special item dell'utile (perdita) operativo	2.157	658	1.179	(195)	56		3.855
Utile (perdita) operativo adjusted	1.547	326	6	465	(507)	61	1.898
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(316)		(7)	(1)	(569)		(893)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	262	(15)	(161)	6	(95)		(3)
Imposte sul reddito ^(a)	(1.369)	(100)	(84)	(141)	(34)	(25)	(1.753)
Tax rate (%)							175,0
Utile (perdita) netto adjusted	124	211	(246)	329	(1.205)	36	(751)
di competenza:							
- interessenze di terzi							7
- azionisti Eni							(758)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							(8.635)
Esclusione (utile) perdita di magazzino							937
Esclusione special item							6.940
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							(758)

(a) Escludono gli special item.

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	EGL, Power & Renewables	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
2019	(€ milioni)						
Utile (perdita) operativo	7.417	431	(682)	74	(688)	(120)	6.432
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(318)			95	(223)
Esclusione special item:							
- oneri ambientali	32		244		62		338
- svalutazioni (riprese di valore) nette	1.217	(5)	922	42	12		2.188
- plusvalenze nette su cessione di asset	(145)		(5)		(1)		(151)
- accantonamenti a fondo rischi	(18)		(2)		23		3
- oneri per incentivazione all'esodo	23	1	8	3	10		45
- derivati su commodity		(576)	(118)	255			(439)
- differenze e derivati su cambi	14	109	(5)	(10)			108
- altro	100	233	(23)	6	(20)		296
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.223	(238)	1.021	296	86		2.388
Utile (perdita) operativo adjusted	8.640	193	21	370	(602)	(25)	8.597
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(362)	3	(36)	(1)	(525)		(921)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	312	(21)	37	10	43		381
Imposte sul reddito ^(a)	(5.154)	(75)	(64)	(104)	218	5	(5.174)
Tax rate (%)							64,2
Utile (perdita) netto adjusted	3.436	100	(42)	275	(866)	(20)	2.883
di competenza:							
- interessenze di terzi							7
- azionisti Eni							2.876
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							148
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(157)
Esclusione special item							2.885
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							2.876

(a) Escludono gli special item.

		Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	EGL, Power & Renewables	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
2018	(€ milioni)							
Utile (perdita) operativo		10.214	387	(501)	340	(668)	211	9.983
Esclusione (utile) perdita di magazzino				234			(138)	96
Esclusione special item:								
- oneri ambientali		110		193	(1)	23		325
- svalutazioni (riprese di valore) nette		726	(73)	193	2	18		866
- plusvalenze nette su cessione di asset		(442)		(9)		(1)		(452)
- accantonamenti a fondo rischi		360		21		(1)		380
- oneri per incentivazione all'esodo		26	4	8	118	(1)		155
- derivati su commodity			(63)	120	(190)			(133)
- differenze e derivati su cambi		(6)	111	5	(3)			107
- altro		(138)	(88)	96	(4)	47		(87)
Special item dell'utile (perdita) operativo		636	(109)	627	(78)	85		1.161
Utile (perdita) operativo adjusted		10.850	278	360	262	(583)	73	11.240
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(366)	(3)	11	(1)	(697)		(1.056)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		285	(1)	(2)	10	5		297
Imposte sul reddito ^(a)		(5.814)	(156)	(145)	(82)	327	(17)	(5.887)
Tax rate (%)								56,2
Utile (perdita) netto adjusted		4.955	118	224	189	(948)	56	4.594
di competenza:								
- interessenze di terzi								11
- azionisti Eni								4.583
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								4.126
Esclusione (utile) perdita di magazzino								69
Esclusione special item								388
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								4.583

(a) Escludono gli special item.

RICONDUZIONE DEGLI SCHEMI DI BILANCIO RICLASSIFICATI UTILIZZATI NELLA RELAZIONE SULLA GESTIONE A QUELLI OBBLIGATORI

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

VOCI DELLO STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale) (€ milioni)	Riferimento alle note al Bilancio consolidato	31 dicembre 2020		31 dicembre 2019	
		Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			53.943		62.192
Diritto di utilizzo beni in leasing			4.643		5.349
Attività immateriali			2.936		3.059
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo			995		1.371
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e altre partecipazioni			7.706		9.964
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 16)		1.037		1.234
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(1.361)		(2.235)
- crediti per attività di disinvestimento	(vedi nota 7)	21		30	
- crediti per attività di disinvestimento non correnti	(vedi nota 10)	11		11	
- debiti verso fornitori per attività di investimento	(vedi nota 17)	(1.393)		(2.276)	
Totale Capitale immobilizzato			69.899		80.934
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			3.893		4.734
Crediti commerciali	(vedi nota 7)		7.087		8.519
Debiti commerciali	(vedi nota 17)		(8.679)		(10.480)
Attività (passività) tributarie nette, composte da:			(2.198)		(1.594)
- passività per imposte sul reddito correnti		(243)		(456)	
- passività per imposte sul reddito non correnti		(360)		(454)	
- passività per altre imposte correnti	(vedi nota 10)	(1.124)		(1.411)	
- passività per imposte differite		(5.524)		(4.920)	
- passività per altre imposte non correnti	(vedi nota 10)	(26)		(63)	
- attività per imposte sul reddito correnti		184		192	
- attività per imposte sul reddito non correnti		153		173	
- attività per altre imposte correnti	(vedi nota 10)	450		766	
- attività per imposte anticipate		4.109		4.360	
- attività per altre imposte non correnti	(vedi nota 10)	181		223	
- crediti per consolidato fiscale	(vedi nota 7)	3			
- debiti per consolidato fiscale	(vedi nota 17)	(1)		(4)	
Fondi per rischi e oneri			(13.438)		(14.106)
Altre attività (passività), composti da:			(1.328)		(1.864)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine	(vedi nota 16)	22		37	
- crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 7)	3.815		4.324	
- altre attività correnti	(vedi nota 10)	2.236		3.206	
- altri crediti e altre attività non correnti	(vedi nota 10)	1.061		637	
- acconti e anticipi, debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 17)	(2.863)		(2.785)	
- altre passività correnti	(vedi nota 10)	(3.748)		(5.735)	
- altri debiti e altre passività non correnti	(vedi nota 10)	(1.851)		(1.548)	
Totale Capitale di esercizio netto			(14.663)		(14.791)
Fondi per benefici ai dipendenti			(1.201)		(1.136)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili			44		18
composte da:					
- attività destinate alla vendita		44		18	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita					
CAPITALE INVESTITO NETTO			54.079		65.025
Patrimonio netto degli azionisti Eni comprese interessenze di terzi			37.493		47.900
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			26.686		24.518
- passività finanziarie a lungo termine		21.895		18.910	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		1.909		3.156	
- passività finanziarie a breve termine		2.882		2.452	
A dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(9.413)		(5.994)
Titoli held-for-trading			(5.502)		(6.760)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 16)		(203)		(287)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16			11.568		11.477
Passività per beni in leasing, composti da:			5.018		5.648
- passività per beni in leasing a lungo termine		4.169		4.759	
- quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine		849		889	
Totale Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16^(a)			16.586		17.125
COPERTURE			54.079		65.025

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

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale (€ milioni)	2020		2019	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Utile (perdita) netto		(8.628)		155
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		12.641		10.480
- ammortamenti	7.304		8.106	
- svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	3.183		2.188	
- radiazioni	329		300	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	1.733		88	
- altre variazioni	92		(179)	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti			(23)	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(9)		(170)
Dividendi, interessi e imposte		3.251		6.224
- dividendi	(150)		(247)	
- interessi attivi	(126)		(147)	
- interessi passivi	877		1.027	
- imposte sul reddito	2.650		5.591	
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(18)		366
- rimanenze	1.054		(200)	
- crediti commerciali	1.316		1.023	
- debiti commerciali	(1.614)		(940)	
- fondi per rischi e oneri	(1.056)		272	
- altre attività e passività	282		211	
Dividendi incassati		509		1.346
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(2.049)		(5.068)
Interessi (pagati) incassati		(875)		(941)
- interessi incassati	53		88	
- interessi pagati	(928)		(1.029)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		4.822		12.392
Investimenti		(4.644)		(8.376)
- attività materiali	(4.407)		(8.049)	
- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing			(16)	
- attività immateriali	(237)		(311)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(392)		(3.008)
- partecipazioni	(283)		(3.003)	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(109)		(5)	
Disinvestimenti		28		504
- attività materiali	12		264	
- attività immateriali			17	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute			187	
- imposte pagate sulle dismissioni			(3)	
- partecipazioni	16		39	
Altre variazioni relative all'attività di investimento e disinvestimento		(735)		(254)
- titoli e crediti strumentali all'attività operativa	(166)		(237)	
- variazione debiti relativi all'attività di investimento	(757)		(307)	
- titoli e crediti strumentali all'attività operativa	136		195	
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	52		95	
Free cash flow		(921)		1.258

segue RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale (€ milioni)	2020		2019	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Free cash flow		(921)		1.258
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		1.156		(279)
- variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	1.156		(279)	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		3.115		(1.540)
- assunzione di debiti finanziari non correnti	5.278		1.811	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(3.100)		(3.512)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	937		161	
Rimborso di passività per beni in leasing		(869)		(877)
Flusso di cassa del capitale proprio		(1.968)		(3.424)
- rimborso di capitale ad azionisti terzi			(1)	
- acquisto di azioni proprie			(400)	
- acquisto di quote di partecipazioni in società consolidate			(1)	
- dividendi pagati ad azionisti Eni	(1.965)		(3.018)	
- dividendi pagati ad altri azionisti	(3)		(4)	
Emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue		2.975		
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		(69)		1
- effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(69)		1	
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		3.419		(4.861)

Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA

Come indicato al paragrafo “Nuova struttura organizzativa Eni e segment reporting” della presente Relazione, di seguito sono esposti i Risultati operativi dei comparative period 2019 e 2018:

RISULTATO OPERATIVO

(€ milioni)	2019		2018	
	Pubblicato	Riesposto	Pubblicato	Riesposto
Exploration & Production	(352)	(352)	681	681
Gas & Power	(722)		(99)	
Refining & Marketing	(426)	(426)	(411)	(411)
Global Gas & LNG Portfolio		(581)		(203)
Power & Renewables		(155)		88
Corporate	(513)	(499)	(444)	(428)
Eliminazione utili interni	(17)	(17)	87	87
Risultato operativo	(2.030)	(2.030)	(186)	(186)

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
Ricavi della gestione caratteristica	18.017	28.496	31.795	(10.479)
Altri ricavi e proventi	405	430	331	(25)
Costi operativi	(19.645)	(28.785)	(31.776)	9.140
Altri proventi (oneri) operativi	(176)	112	113	(288)
Ammortamenti	(1.013)	(1.137)	(635)	124
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(1.573)	(1.144)	(13)	(429)
Radiazioni		(2)	(1)	2
Risultato operativo	(3.985)	(2.030)	(186)	(1.955)
Proventi (oneri) finanziari	(299)	(279)	(327)	(20)
Proventi (oneri) su partecipazioni	6.519	5.677	3.689	842
Utile prima delle imposte	2.235	3.368	3.176	(1.133)
Imposte sul reddito	(628)	(390)	(3)	(238)
Utile netto	1.607	2.978	3.173	(1.371)

L'Utile netto di Eni SpA di €1.607 milioni si riduce di €1.371 milioni rispetto all'esercizio precedente. Il peggioramento del risultato operativo (€1.955 milioni) e i maggiori oneri di imposta (€238 milioni) connessi con le maggiori svalutazioni delle imposte anticipate operate in relazione alla previsione della loro recuperabilità, risultano in parte compensati dai maggiori proventi netti su partecipazioni (€842 milioni) a seguito essenzialmente alla maggiore distribuzione di dividendi da parte delle partecipate.

Il peggioramento del risultato operativo è riferibile essenzialmente: (i) alla linea di business R&M (€1.712 milioni) per effetto della valutazione delle scorte e delle svalutazioni degli impianti operate principalmente a seguito dell'andamento dello scenario di raffinazione; (ii) alla linea di business E&P (€629 milioni), in conseguenza principalmente del peggioramento dello scenario di riferimento, delle maggiori svalutazioni operate e della riduzione dei volumi prodotti.

Analisi delle voci del conto economico

I motivi delle variazioni più significative delle voci di conto economico di Eni SpA se non espressamente indicate di seguito,

sono commentate nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
Exploration & Production	1.509	2.234	2.740	(725)
Global Gas & LNG Portfolio	5.702	9.433	12.030	(3.731)
Refining & Marketing	9.694	15.908	16.809	(6.214)
Power & Renewables	1.938	2.513	2.619	(575)
Corporate	876	921	876	(45)
Elisioni	(1.702)	(2.513)	(3.279)	811
	18.017	28.496	31.795	(10.479)

I **ricavi** Exploration & Production (€1.509 milioni) diminuiscono di €725 milioni, pari al 32,5%, a seguito essenzialmente della riduzione dei prezzi di vendita del greggio e del gas (-39% e -38% rispettivamente) e della riduzione dei volumi di idrocarburi prodotti, pari al 13,6%, equivalente a 5,5 milioni di boe.

I **ricavi** Global Gas & LNG Portfolio (€5.702 milioni) diminuiscono di €3.731 milioni, pari al 39,6%, a seguito principalmente della recessione economica dovuta alla pandemia COVID-19 che ha determinato una contrazione dei prezzi gas e prelievi ridotti nei segmenti termoelettrico e industriale.

I **ricavi** Refining & Marketing (€9.694 milioni) diminuiscono di €6.214 milioni, pari al 39,1%, a seguito essenzialmente della riduzione dei volumi commercializzati e dei prezzi dei prodotti petroliferi a causa della pandemia COVID-19.

I **ricavi** Power & Renewables (€1.938 milioni) diminuiscono di €575 milioni, pari al 22,9%, a causa dello scenario prezzi in forte contrazione come conseguenza della contrazione dell'attività economica.

I **ricavi** della Corporate (€876 milioni) sono sostanzialmente in linea con l'esercizio 2019.

RISULTATO OPERATIVO

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
Exploration & Production		(981)	(352)	681	(629)
Global Gas & LNG Portfolio		(316)	(581)	(203)	265
Refining & Marketing		(2.138)	(426)	(411)	(1.712)
Power & Renewables		(29)	(155)	88	126
Corporate		(545)	(499)	(428)	(46)
Eliminazione utili interni ^(a)		24	(17)	87	41
Risultato operativo		(3.985)	(2.030)	(186)	(1.955)

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

Il **risultato operativo** della Exploration & Production, negativo per €981 milioni, peggiora di €629 milioni a seguito essenzialmente della riduzione dei prezzi di vendita del greggio e del gas (-39% e -38% rispettivamente) e della riduzione dei volumi di idrocarburi prodotti, pari al 13,6%, equivalente a 5,5 milioni di boe (€745 milioni), e delle maggiori svalutazioni operate sugli asset (€94 milioni). Tali effetti sono in parte compensati dai minori ammortamenti e dalla riduzione dei costi a seguito della minore attività svolta.

Il **risultato operativo** della Global Gas & LNG Portfolio, negativo per €316 milioni, migliora di €265 milioni a seguito delle azioni di ottimizzazione del portafoglio di asset gas e GNL, che hanno fatto leva sull'elevata volatilità dei prezzi e sulla flessibilità dei contratti, e ai benefici derivanti da una rinegoziazione contrattuale in ambito GNL conclusa nel terzo trimestre. Tali benefici hanno più che compensato la flessione dei risultati del business gas dovuta all'impatto che la pandemia COVID-19 ha avuto sulla domanda di gas in Europa, in particolare nel secondo trimestre che è stato l'apice della crisi.

Il **risultato operativo** della Refining & Marketing, negativo per €2.138 milioni, peggiora di €1.712 milioni a seguito essenzialmente: (i) dell'effetto negativo di €1.416 milioni della

valutazione delle scorte che riflette l'andamento dei prezzi di mercato; (ii) degli impairment degli impianti di raffinazione che hanno interessato in particolare la raffineria di Sannazaro a seguito della revisione delle aspettative del management sull'andamento a medio termine dei margini di raffinazione. Il business tradizionale della raffinazione ha registrato risultati negativi connessi ad uno scenario di raffinazione fortemente depresso a causa della crisi della domanda di carburanti dovuta alla pandemia e del peggioramento del premio di conversione con il conseguente calo del tasso di utilizzo degli impianti, in un contesto di sovracapacità, pressione competitiva ed elevato livello delle scorte. Tali impatti sono stati parzialmente compensati da azioni di ottimizzazione degli assetti industriali e dalla positiva performance delle bioraffinerie grazie a maggiori volumi lavorati e margini. Il marketing ha registrato un risultato sostanzialmente in linea con l'anno precedente nonostante un importante calo dei volumi di vendita per effetto della pandemia grazie anche ad azioni di ottimizzazione ed efficienza.

Il **risultato operativo** della Power & Renewables, negativo per €29 milioni, migliora di €126 milioni beneficiando delle ottimizzazioni del portafoglio di asset e dei maggiori margini.

PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
Dividendi		8.914	6.623	4.851	2.291
Altri proventi		5	420	77	(415)
Totale proventi		8.919	7.043	4.928	1.876
Svalutazioni e perdite		(2.400)	(1.366)	(1.239)	(1.034)
		6.519	5.677	3.689	842

L'aumento dei proventi netti su partecipazioni (€842 milioni) deriva essenzialmente dalla maggiore distribuzione di dividendi da parte delle partecipate.

IMPOSTE SUL REDDITO

	(€ milioni)	2020	2019	2018	Var. ass.
IRES		66	17	33	49
IRAP		(2)			(2)
Imposte correnti		64	17	33	47
Imposte differite		(76)	9	4	(85)
Imposte anticipate		(660)	(409)	(38)	(251)
Imposte differite e anticipate		(736)	(400)	(34)	(336)
Totale imposte estere		(13)	(8)	(5)	(5)
Totale imposte sul reddito Eni SpA		(685)	(391)	(6)	(294)
Imposte relative al consolidamento proporzionale delle Joint operation		57	1	3	56
		(628)	(390)	(3)	(238)

Le **imposte sul reddito**, di €628 milioni, peggiorano di €238 milioni a seguito essenzialmente della svalutazione delle imposte anticipate effettuata a seguito dell'analisi della loro recuperabilità in funzione degli imponibili futuri attesi.

La differenza del 4,1% tra il tax rate effettivo (28,1%) e teorico (24%) è dovuta essenzialmente: (i) alla svalutazione delle im-

poste anticipate IRES e IRAP (con effetto sul tax rate del 71,15%); (ii) alle svalutazioni nette su partecipazioni (con un effetto sul tax rate del 25,72%). Tali effetti sono parzialmente compensati dalla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio (con effetto sul tax rate del 91%).

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO³

I motivi delle variazioni più significative delle voci dello stato patrimoniale di Eni SpA, se non espressamente indicati di

seguito, sono commentati nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

	(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019	Var. ass.
Capitale immobilizzato				
Immobili, impianti e macchinari		6.569	7.483	(914)
Diritto di utilizzo beni in leasing		1.888	2.027	(139)
Attività immateriali		101	158	(57)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo		994	1.413	(419)
Partecipazioni		46.855	42.535	4.320
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		4.378	4.311	67
Crediti (debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento		(120)	(201)	81
		60.665	57.726	2.939
Capitale di esercizio netto				
Rimanenze		1.099	1.664	(565)
Crediti commerciali		3.397	4.432	(1.035)
Debiti commerciali		(3.475)	(4.710)	1.235
Attività (passività) tributarie nette		(241)	582	(823)
Fondi per rischi e oneri		(4.890)	(4.309)	(581)
Altre attività (passività) d'esercizio		(981)	(1.308)	327
		(5.091)	(3.649)	(1.442)
Fondi per benefici ai dipendenti		(376)	(376)	
Attività destinate alla vendita		2	2	
CAPITALE INVESTITO NETTO		55.200	53.703	1.497
Patrimonio netto		44.707	41.636	3.071
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS16		7.913	9.410	(1.497)
Passività per leasing		2.580	2.657	(77)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		10.493	12.067	(1.574)
COPERTURE		55.200	53.703	1.497

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2020 ammonta a €55.200 milioni con un incremento di €1.497 milioni rispetto al 31 dicembre 2019.

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

Il **capitale immobilizzato** (€60.665 milioni) aumenta di €2.939 milioni rispetto al 31 dicembre 2019 a seguito essenzialmente dell'incremento delle partecipazioni per effetto degli interventi sul capitale di società controllate parzialmente compensato dalle svalutazioni di attività non-correnti, principalmente proprietà Oil & Gas e raffinerie, a causa della revisione dello scenario dei prezzi/margini degli idrocarburi e dall'effetto determinato dalla rilevante discesa dei prezzi del petrolio e dei prodotti sulla valutazione delle scorte che sono state allineate al relativo valore netto di realizzo a fine periodo.

Il **capitale di esercizio netto**, negativo di €5.091 milioni, peggiora

di €1.442 milioni per effetto essenzialmente: (i) delle attività (passività) tributarie nette (€823 milioni) in particolare per la svalutazione delle imposte anticipate; (ii) dell'effetto negativo della valutazione delle scorte che riflette l'andamento dei prezzi di mercato (€565 milioni); (iii) dell'incremento dei fondi rischi e oneri (€581 milioni), in particolare del fondo abbandono e ripristino siti e social projet relativo principalmente agli impegni assunti e in corso di formalizzazione tra Eni e la regione Basilicata in relazione al programma di sviluppo nell'area della Val d'Agri.

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

PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	
Patrimonio netto al 31 dicembre 2019	41.636
<i>Incremento per:</i>	
Utile netto	1.607
Emissioni (Rimborsi) nette di obbligazioni subordinate perpetue	2.975
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	494
Variazione riserva piano incentivazione di lungo termine	7
Altri incrementi	1
	5.084
<i>Decremento per:</i>	
Distribuzione saldo dividendo 2019	(1.536)
Acconto sul dividendo 2020	(429)
Differenze cambio da conversione Joint Operation	(31)
Rivalutazione dei piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(9)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti ad OCI	(8)
	(2.013)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2020	44.707

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	25.843	24.943	900
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	5.777	7.703	(1.926)
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	20.066	17.240	2.826
Disponibilità liquide ed equivalenti	(8.111)	(4.752)	(3.359)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(4.799)	(4.551)	(248)
Altre attività finanziarie destinate al trading	(5.020)	(6.230)	1.210
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	7.913	9.410	(1.497)
Passività per leasing	2.580	2.657	(77)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	10.493	12.067	(1.574)

La riduzione dell'**indebitamento finanziario netto** di €1.574 milioni è dovuto essenzialmente dal flusso di cassa netto positivo da attività operativa (€8.426 milioni), in particolare per i dividendi incassati da società controllate (€8.853 milioni). Tale effetto è parzialmente compensato: (i) dagli investimenti in partecipazioni per

effetto degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate (€6.752 milioni); (ii) dal pagamento del dividendo residuo dell'esercizio 2019 di €0,43 per azione (€1.536 milioni) e dal pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2020 di €0,12 per azione (€429 milioni); (iii) dagli investimenti tecnici (€812 milioni).

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO⁴

	(€ milioni)	2020	2019	Var. ass.
Utile netto		1.607	2.978	(1.371)
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
- ammortamenti e altri componenti non monetari		4.989	3.222	1.767
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(7)	(5)	(2)
- dividendi, interessi e imposte		(7.940)	(5.844)	(2.096)
Variazione del capitale di esercizio		1.185	(131)	1.316
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		8.592	6.245	2.347
Flusso di cassa netto da attività operativa		8.426	6.465	1.961
Investimenti tecnici		(812)	(1.136)	324
Investimenti in partecipazioni		(6.752)	(1.962)	(4.790)
Disinvestimenti (investimenti) finanziari strumentali all'attività operativa		(211)	(2.134)	1.923
Dismissioni		11	529	(518)
Altre variazioni relative all'attività di investimento		(73)	20	(93)
Free cash flow		589	1.782	(1.193)
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		778	(2.202)	2.980
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		1.321	(771)	2.092
Rimborso di passività per beni in leasing		(337)	(293)	(44)
Flusso di cassa del capitale proprio		(1.965)	(3.418)	1.453
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		2.975		2.975
Effetti delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(2)		(2)
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI		3.359	(4.902)	8.261

	(€ milioni)	2020	2019	Var. ass.
Free cash flow		589	1.782	(1.193)
Rimborso di passività per beni in leasing		(337)	(293)	(44)
Flusso di cassa del capitale proprio		(1.965)	(3.418)	1.453
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		235	(17)	252
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING		(1.478)	(1.946)	468
Effetti prima applicazione IFRS 16			(2.077)	2.077
Rimborso di passività per beni in leasing		337	293	44
Accensioni del periodo e altre variazioni		(260)	(873)	613
Variazione passività per beni in leasing		77	(2.657)	2.734
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING		(1.401)	(4.603)	3.202

INVESTIMENTI TECNICI

	(€ milioni)	2020	2019	Var. ass.
Exploration & Production		356	451	(95)
Refining & Marketing		420	639	(219)
Corporate		36	46	(10)
Investimenti tecnici		812	1.136	(324)

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

RICONDUZIONE DEGLI SCHEMI DI BILANCIO RICLASSIFICATI UTILIZZATI NELLA RELAZIONE SULLA GESTIONE A QUELLI OBBLIGATORI

VOCI DELLO STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale) (€ milioni)	31 dicembre 2020		31 dicembre 2019	
	Riferimento alle note al Bilancio di esercizio	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale
Capitale immobilizzato				
Immobili, impianti e macchinari			6.569	7.483
Diritto di utilizzo beni in leasing			1.888	2.027
Attività immateriali			101	158
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo			994	1.413
Partecipazioni			46.855	42.535
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa:			4.378	4.311
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti)	(vedi nota 16)	23		142
- crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)	(vedi nota 16)	4.355		4.169
Crediti (debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento, composti da:			(120)	(201)
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	(vedi nota 7 e nota 10)	2		3
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 18)	(122)		(204)
Totale Capitale immobilizzato			60.665	57.726
Capitale di esercizio netto				
Rimanenze			1.099	1.664
Crediti commerciali	(vedi nota 7)		3.397	4.432
Debiti commerciali	(vedi nota 18)		(3.475)	(4.710)
Attività (passività) tributarie nette:			(241)	582
- passività per imposte sul reddito (correnti)		(4)		(3)
- altre passività (correnti)	(vedi nota 10)	(589)		(848)
- attività per imposte sul reddito (correnti)		22		64
- altre attività (correnti)	(vedi nota 10)	79		278
- attività per imposte anticipate		113		993
- attività per imposte sul reddito (non correnti)		78		79
- altre attività (non correnti)	(vedi nota 10)	2		3
- crediti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 7)	95		283
- debiti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 18)	(3)		(220)
- passività per imposte sul reddito (non correnti)		(9)		(15)
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 10)	(25)		(32)
Fondi per rischi ed oneri			(4.890)	(4.309)
Altre attività (passività) di esercizio:			(981)	(1.308)
- altri crediti	(vedi nota 7)	264		265
- altre attività (correnti)	(vedi nota 10)	1.243		1.254
- altre attività (non correnti)	(vedi nota 10)	905		517
- altri debiti	(vedi nota 18)	(553)		(411)
- altre passività (correnti)	(vedi nota 10)	(2.026)		(2.217)
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 10)	(814)		(716)
Totale Capitale di esercizio netto			(5.091)	(3.649)
Fondi per benefici ai dipendenti			(376)	(376)
Attività destinate alla vendita			2	2
CAPITALE INVESTITO NETTO			55.200	53.703
Patrimonio netto			44.707	41.636

		31 dicembre 2020	31 dicembre 2019			
VOCI DELLO STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	(€ milioni)	Riferimento alle note al Bilancio di esercizio	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Indebitamento finanziario netto						
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:						
- passività finanziarie a lungo termine			20.066		17.240	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine			1.848		3.081	
- passività finanziarie a breve termine			3.929		4.622	
A dedurre:						
Disponibilità liquide ed equivalenti			8.111		4.752	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 16)		4.799		4.551	
Attività finanziarie destinate al trading			5.020		6.230	
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16				7.913		9.410
Passività per beni in leasing, composti da:						
- passività per beni in leasing a lungo termine			2.157		2.320	
- quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine			423		337	
Totale Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16				10.493		12.067
COPERTURE				55.200		53.703

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	2020		2019	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)				
Utile netto		1.607		2.978
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		4.989		3.222
- ammortamenti	1.013		1.137	
- svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	1.573		1.144	
- radiazioni			2	
- effetto valutazione partecipazioni	2.395		947	
- differenze cambio da allineamento	(48)		11	
- variazione da valutazione al fair value titoli destinati al trading	54		(8)	
- remeasurement delle passività per leasing	(1)		(3)	
- proventi assicurativi per indennizzi relativi a Immobilizzazioni materiali	(2)			
- variazioni fondi per benefici ai dipendenti	5		(8)	
Plusvalenze nette su cessione di attività		(7)		(5)
Dividendi, interessi e imposte		(7.940)		(5.844)
- dividendi	(8.914)		(6.623)	
- interessi attivi	(204)		(222)	
- interessi passivi	550		611	
- imposte sul reddito	628		390	
Flusso di cassa del capitale di esercizio		1.185		(131)
- rimanenze	966		(553)	
- crediti commerciali	1.033		500	
- debiti commerciali	(1.236)		(246)	
- fondi per rischi ed oneri	113		267	
- altre attività e passività	309		(99)	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		8.592		6.245
- dividendi incassati	8.853		6.623	
- interessi incassati	210		212	
- interessi pagati	(533)		(588)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	62		(2)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		8.426		6.465
Investimenti tecnici		(812)		(1.136)
- immobilizzazioni materiali	(791)		(1.109)	
- immobilizzazioni immateriali	(21)		(27)	
Investimenti in partecipazioni		(6.752)		(1.962)
Disinvestimenti (investimenti) finanziari strumentali all'attività operativa		(211)		(2.134)
- crediti finanziari strumentali	(211)		(2.134)	
Dismissioni		11		529
- immobilizzazioni materiali	9		8	
- partecipazioni	2		521	
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento		(73)		20
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	(73)		20	
Free cash flow		589		1.782
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività		778		(2.202)
- variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	778		(2.202)	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		1.321		(771)
- assunzione (rimborsi) debiti finanziari a lungo termine e quota a breve del lungo	2.020		(958)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(699)		187	
Rimborso di passività per beni in leasing		(337)		(293)
Flusso di cassa del capitale proprio		(1.965)		(3.418)
- dividendi pagati	(1.965)		(3.018)	
- acquisto azioni proprie			(400)	
Emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue		2.975		
Effetti delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(2)		
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI		3.359		(4.902)

Fattori di rischio e incertezza

PREMESSA

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

RISCHI CONNESSI ALLA CICLICITÀ DEL SETTORE OIL & GAS

Il prezzo del petrolio è la principale variabile che influenza i risultati gestionali e le prospettive industriali di Eni e, al pari delle altre materie prime, ha una storia di volatilità dovuta alla correlazione con il ciclo economico. I principali fattori alla base dell'andamento del prezzo sono l'equilibrio tra la domanda e l'offerta globale di petrolio e i livelli mondiali di scorte e di spare capacity. La domanda di greggio nel breve termine è strettamente correlata alla congiuntura economica globale che a sua volta è influenzata da una molteplicità di variabili ed eventi imprevedibili quali crisi finanziarie, livelli di disoccupazione, pandemie, guerre, conflitti locali, instabilità politica e sociale, misure protezionistiche e i livelli del commercio internazionale. Le previsioni a medio-lungo termine della domanda petrolifera globale sono una materia complessa e soggettiva in ragione del numero delle variabili in grado di influenzare il consumo d'idrocarburi, tra le quali l'espansione demografica, la crescita economica e il miglioramento degli standard di vita, i prezzi e la disponibilità di fonti energetiche alternative (i.e., nucleare e rinnovabili), il progresso tecnologico nell'efficienza dei consumi e, soprattutto, l'accelerazione del processo di transizione energetica verso un'economia low carbon che vede la società civile e i governi di tutto il mondo impegnati nella promozione dell'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili e della sostituzione dei veicoli a combustione interna con gli EV ("electric vehicle"), compresa la possibile introduzione di normative più severe

sul consumo di idrocarburi quali la tassazione delle emissioni di CO₂ in risposta ai rischi globali connessi al climate change (vedi di seguito la sezione dedicata all'approfondimento del rischio climate change).

L'offerta globale di greggio è influenzata in maniera determinante dalle politiche di produzione dell'OPEC+, il cartello che include i membri dell'originaria OPEC poi esteso ad altri importanti Paesi produttori come la Russia, il Kazakhstan e il Messico, in grado di controllare circa il 50% dell'offerta globale e quindi in certa misura i prezzi del petrolio. Tuttavia, la posizione del cartello è stata indebolita da alcuni anni a questa parte dalla rivoluzione dello shale oil USA. L'Arabia Saudita gioca un ruolo cruciale all'interno del cartello, poiché si stima che possieda un ingente ammontare di riserve e la maggior parte della spare capacity mondiale. Questo spiega perché gli sviluppi geopolitici nel Medio Oriente, in particolare nell'area del Golfo, quali conflitti regionali, atti di terrorismo o guerre, attacchi, sabotaggi e tensioni sociali e politiche, possano avere un impatto sui prezzi del petrolio. Altri fattori che possono condizionare l'offerta sono le sanzioni USA e UE nei confronti di alcuni Paesi produttori, ad esempio l'embargo nei confronti delle esportazioni di greggio iraniano, le crisi regionali quali ad esempio quelle in corso in Venezuela e Libia con ripercussioni sull'attività estrattiva, eventi meteorologici estremi o problematiche di tipo operativo su infrastrutture chiave.

In un quadro di downcycle del prezzo del petrolio in atto dalla seconda metà del 2014 dovuto all'oversupply strutturale del mercato per la forte crescita delle produzioni di shale oil USA, si inserisce tra febbraio/marzo 2020 la crisi causata dall'emergenza sanitaria del COVID-19. Le misure di lockdown imposte dai governi di tutto il mondo per contenere la diffusione della pandemia innescano una recessione globale di enormi proporzioni causando il crollo della domanda di petrolio, di gas naturale e di prodotti petroliferi, conseguenza del blocco dell'attività produttiva e dell'interruzione del commercio internazionale e degli spostamenti delle persone. Il prezzo del petrolio, a causa anche delle divisioni interne all'OPEC+ circa la risposta da dare alla crisi, scende su valori minimi storici tra fine marzo e inizio aprile, intorno ai 15 \$/barile per il riferimento Brent. L'eccesso di offerta e il riempimento degli stoccaggi fino ai limiti tecnici, oltre a determinare una struttura di prezzi a futuri in forte contango, porta fenomeni estremi quali la registrazione nel mercato USA di prezzi negativi. Successivamente, con il progressivo

allentamento delle misure di lockdown, la ripresa dell'attività economica e l'implementazione a partire da maggio di importanti tagli alle produzioni OPEC+, il prezzo del Brent registra nei mesi estivi un significativo recupero fino a superare i 40 \$/barile. Tuttavia, il quadro rimane fragile e incerto a causa della continua crescita del numero dei contagi da virus in USA ed Europa e del parziale ripristino nei mesi autunnali delle misure di lockdown in importanti paesi quali UK, Francia, Germania e Italia con impatti negativi sui consumi di carburanti, mentre continua la quasi totale paralisi del settore delle compagnie aeree civili. I prezzi trovano un sostegno grazie alla disciplina produttiva dell'OPEC+ e ai massicci tagli agli investimenti di sviluppo delle international oil companies e degli independent producer USA con una riduzione complessiva stimata nell'ordine del 30% vs. 2019; si tratta della maggiore contrazione di spending mai registrata. In tale ambito è rilevante la flessione delle produzioni di shale oil USA, principale driver dello sbilanciamento di mercato dal 2014 a oggi, che ha portato al crollo della produzione totale di greggio dal picco storico di circa 13 milioni di barili/giorno registrato prima della pandemia a 10 milioni di barili/giorno nel mese di maggio a causa dello shut-in di pozzi non economici ai prezzi depressi per chiudere l'anno a una media di circa 11 milioni di barili/giorno. La situazione degli stoccaggi ha iniziato a normalizzarsi per effetto del rimbalzo della domanda in Cina e in altri paesi asiatici grandi consumatori, trainata dalla ripresa del ciclo economico e del rallentamento dell'oversupply. Queste riduzioni sono state attenuate dal ritorno sul mercato da settembre delle esportazioni libiche che, grazie all'accordo di pacificazione tra le fazioni contrapposte, hanno rapidamente recuperato il plateau corrente di circa 1,2 milioni di barili/giorno. Il prezzo del petrolio anche sostenuto dalle notizie incoraggianti sul fronte dello sviluppo dei vaccini chiude l'anno intorno ai 50 \$/barile. Nel 2020 il prezzo del petrolio ha registrato un valore medio di circa 41,7 \$/barile con una flessione del 35% rispetto al 2019.

Guardando allo scenario 2021 e al medio termine, il recupero della domanda petrolifera globale scesa dal livello pre-pandemico di circa 100 milioni di barili/giorno a una media 2020 di 91 milioni di barili/giorno (-9%) e la conseguente ripresa del prezzo dipenderanno in misura determinante dall'efficacia delle azioni di contenimento della diffusione del COVID-19 e dall'entità della ripresa macroeconomica mondiale, fattore chiave di traino dei consumi energetici, nonché sul lato offerta dalle decisioni dell'OPEC+ e dalla disciplina finanziaria delle compagnie petrolifere. All'inizio del 2021, nonostante la recu-

descenza del virus in particolare nei paesi occidentali e in un quadro di lento ramp-up delle vaccinazioni di massa, il prezzo del petrolio fa segnare un rally fin oltre i 60 \$/barile a fine febbraio dovuto all'inaspettata decisione dell'Arabia Saudita di ridurre di un milione di barili/giorno la produzione nei mesi di febbraio-marzo di fronte all'incertezza globale causata dalla pandemia, del cambio di presidenza USA che alimenta le aspettative di un intervento di straordinarie proporzioni per rilanciare l'economia, nonché dell'accelerazione della ripresa economica in Asia.

La crisi del COVID-19 ha penalizzato in misura rilevante la già debole situazione del mercato globale del gas naturale, in oversupply strutturale a causa dei massicci flussi di GNL alimentati dalla produzione di gas associato USA e dall'entrata in esercizio in questi ultimi anni di significativi investimenti in progetti GNL worldwide con il conseguente aumento della liquidità in tutti i mercati regionali. Tuttavia, dopo il crollo dei consumi e dei prezzi registrato nel primo semestre 2020, il mercato del gas ha registrato una certa ripresa per effetto dei tagli alla produzione GNL prevalentemente in USA, di una serie di interruzioni non programmate in alcuni impianti di liquefazione e della ripresa della domanda in Asia che ha allentato la situazione di oversupply. Barometro di tale inversione di tendenza è il prezzo del riferimento spot USA Henry Hub che dai minimi di marzo-aprile a circa 1,5 \$/mmBTU ha recuperato fino a quasi 3 \$/mmBTU tra fine 2020 e inizio 2021 anche per effetto di un inverno particolarmente rigido in Estremo Oriente che ha spinto le quotazioni del GNL su valori record. Nel 2020 i prezzi del gas hanno registrato in media significative contrazioni in tutte le principali aree geografiche, in particolare il riferimento spot per l'Italia al PSV ha registrato una flessione di circa il -35%.

I risultati di Eni, principalmente del settore Exploration & Production, sono esposti alla volatilità dei prezzi del petrolio e del gas. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi ha effetti negativi sui ricavi, sull'utile operativo e sul cash flow a livello consolidato, determinando la flessione dei risultati nel confronto anno su anno; viceversa, in caso di aumento dei prezzi. Nel 2020 il risultato della gestione industriale di Gruppo prima degli oneri straordinari (utile operativo adjusted) ha registrato una contrazione di €6,7 miliardi rispetto al 2019 imputabile per €6,8 miliardi alla rilevante flessione dei prezzi degli idrocarburi equity, mentre il flusso di cassa netto da attività operativa è diminuito di €7,6 miliardi di cui €6 miliardi per effetto dello scenario prezzi. L'esposizione al rischio prezzo riguarda circa il 50% della produzione di petrolio e

gas di Eni. Tale esposizione, per scelta strategica, non è oggetto di attività di gestione e/o di copertura economica, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato. La parte restante della produzione Eni non è esposta al rischio prezzo, poiché è regolata dallo schema contrattuale di Production Sharing Agreement (PSA) che garantisce alla compagnia petrolifera internazionale nel ruolo di contrattista il recupero di un ammontare fisso di costi sostenuti attraverso l'attribuzione di un corrispondente numero di barili, esponendola pertanto a un rischio volume (vedi di seguito).

Uno scenario di prolungata contrazione o una contrazione strutturale del prezzo delle commodity potrebbe avere effetti negativi significativi sulle prospettive di business a causa della minore capacità della Company di finanziare i programmi di investimento e di far fronte alle obbligazioni in scadenza e ad altri commitment. Eni potrebbe essere costretta a rivedere la recuperabilità dei valori di bilancio delle proprietà Oil & Gas con la necessità di rilevare significative svalutazioni, nonché riconsiderare i piani di investimento a più lungo termine in funzione delle minori risorse disponibili e dell'impatto della flessione dei prezzi sulla redditività dei progetti di sviluppo, alla luce del rischio che i prezzi correnti potrebbero attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli assunti in sede di valutazione. Queste considerazioni potrebbero comportare la decisione di cancellare, rinviare o rimodulare i progetti con ricadute negative sui tassi di crescita e sull'autofinanziamento disponibile per la crescita futura. Tali rischi potrebbero influenzare negativamente le prospettive del business, i risultati operativi, la generazione di cassa, la liquidità e i ritorni per l'azionista in termini di ammontare del dividendo, disponibilità di extra-cassa per i programmi di buy-back e di andamento in borsa del titolo Eni.

In tale ambito, considerato che la pandemia COVID-19 e le conseguenti disruptions di mercato possano avere effetti strutturali sulla domanda d'idrocarburi ed esaminate le incertezze e i rischi relativi ai tempi e alle modalità della ripresa dei consumi energetici, il management ha valutato di modificare la propria view di mercato del prezzo degli idrocarburi in risposta ad alcuni trend emergenti. In particolare, il management ha considerato i rischi di una debole ripresa economica post-pandemica, con la possibilità di un periodo prolungato di domanda energetica più contenuta rispetto ai trend pre-pandemia, compresa la diffusione di nuovi modelli di consumo che potrebbero comportare fenomeni di "demand destruction". Inoltre, i massicci interventi a sostegno dell'attività economica messi in campo dai governi, in particolare in Europa, presentano una forte connotazione ambientale e di sostegno della green economy con una accelerazione del percorso di transizione energetica e di aumento incrementale di prodotti energetici low carbon e a zero emission nel mix di consumo.

Sulla base di queste considerazioni, il management, in occasione della rivalutazione dei piani aziendali in risposta alla pandemia, ha deciso una revisione in riduzione dello scenario di lungo termine dei prezzi degli idrocarburi, driver principale delle decisioni di investimento della Compagnia e delle valutazioni di bilancio di recuperabilità dei valori di libro delle attività fisse di Eni. Il nuovo scenario adottato da Eni prevede un prezzo di lungo termine del petrolio per il riferimento Brent di 60 \$/barile in termini reali 2023 rispetto all'assunzione di 70 \$/barile del precedente piano industriale riflessa nelle valutazioni del bilancio 2019. Per il 2021 e il 2022 il prezzo è previsto rispettivamente a 50 e 55 \$/barile (in precedenza 68 e 70 \$/barile). Il prezzo del gas per il riferimento al mercato spot PSV Italia è previsto a 5,6 \$/mmBTU nel 2023 rispetto ai precedenti 7,8 \$/mmBTU. Oltre alla revisione dello scenario, il management ha modificato i piani industriali per il 2020 e il 2021 varando una rifasatura degli investimenti di sviluppo, concentrata nel settore E&P, riducendo lo spending rispettivamente di circa €2,6 miliardi e €2,4 miliardi rispetto al budget originario (circa -35% e -30%), con l'obiettivo di tutelare la posizione finanziaria e patrimoniale dell'Azienda in un momento di rilevante contrazione dei prezzi delle commodity e dei cash flow. Sulla base della revisione dello scenario e della modifica dei piani d'investimento a breve-medio termine, il management ha rilevato svalutazioni delle attività Oil & Gas di circa €2 miliardi. Con riferimento alle svalutazioni vedi anche quanto indicato nelle note al bilancio consolidato, a cui si rinvia.

La riduzione dei prezzi degli idrocarburi ha comportato revisioni negative delle riserve certe d'idrocarburi la cui produzione non è economica ai prezzi correnti. Al 31 dicembre 2020 i volumi di riserve certe di Eni erano di 6,90 miliardi di boe con una riduzione di 363 milioni rispetto ai 7,27 miliardi di boe del 2019, mentre il NPV a criteri US SEC era di €27,7 miliardi rispetto ai €51 miliardi del 2019. I dati delle riserve 2020 sono stati determinati con un Brent di riferimento di 41 \$/barile rispetto ai 63 \$/barile del 2019, quale parametro di valutazione dell'economicità delle riserve e di valutazione dei flussi di cassa futuri associati alla loro vendita.

L'attività Oil & Gas è un settore capital-intensive che necessita di ingenti risorse finanziarie per l'esplorazione e lo sviluppo delle riserve di idrocarburi. Il controllo degli investimenti e la disciplina finanziaria rappresentano le variabili cruciali per il conseguimento di un'adeguata redditività e dell'equilibrio patrimoniale. Storicamente gli investimenti upstream sono stati finanziati attraverso l'autofinanziamento, gli incassi da dismissioni e ricorrendo a nuovo indebitamento e all'emissione di bond e commercial paper per coprire eventuali deficit. Il cash flow operativo è soggetto a numerose variabili: (i) il rischio prezzo; (ii) il rischio minerario da cui dipendono i volumi di petrolio e gas che saranno effettiva-

mente estratti dai pozzi di produzione; (iii) la capacità e il time-to-market nello sviluppare le riserve; (iv) i rischi geopolitici; (v) l'efficiente gestione del circolante. Nel caso in cui il cash flow operativo non sia in grado di finanziare il 100% degli investimenti tecnici "committed", la Compagnia si vedrebbe costretta a ridimensionare le riserve di liquidità o a emettere nuovi strumenti di debito.

Considerata la volatilità del prezzo del petrolio e l'esposizione di Eni al rischio commodity, il management conferma un approccio selettivo nelle decisioni d'investimento mantenendo una rigorosa disciplina finanziaria e un focus costante sull'efficienza/efficacia delle operazioni. Il programma d'investimenti per l'esplorazione e lo sviluppo delle riserve di idrocarburi mantiene una significativa quota "uncommitted" consentendo all'Azienda di mantenere un'adeguata flessibilità finanziaria in caso di repentini mutamenti dello scenario.

Infine, la volatilità del prezzo del petrolio/gas rappresenta un elemento d'incertezza nel conseguimento degli obiettivi operativi Eni in termini di crescita della produzione e rimpiazzo delle riserve prodotte, per effetto del peso importante dei contratti di Production Sharing (PSA) nel portafoglio Eni. In tali schemi di ripartizione della produzione, a parità di costi sostenuti per lo sviluppo di un giacimento, la quota di produzione e di riserve destinata al recupero dei costi aumenta al diminuire del prezzo di riferimento del barile e viceversa. Nel 2020, il management ha stimato che l'effetto prezzo nei PSA ha determinato un impatto positivo sulle produzioni di circa 12 mila boe/giorno rispetto al 2019.

La crisi economica conseguente alla pandemia COVID-19 ha penalizzato in misura rilevante le performance della raffinazione tradizionale e della chimica delle commodity a causa del crollo della domanda di prodotti finali, a testimonianza della ciclicità di questi business. Infatti, i risultati del settore Refining & Marketing e Chimica dipendono principalmente dai trend nell'offerta e nella domanda dei prodotti petroliferi e commodity plastiche e dai relativi margini di vendita. L'impatto dei movimenti del prezzo del petrolio sui risultati di tali business varia in funzione del ritardo temporale con il quale le quotazioni dei prodotti si adeguano alle variazioni del costo della materia prima, che dipende a sua volta dalle dinamiche competitive dei mercati a valle. Negli anni recenti le performance dei due business, nello specifico le raffinerie Eni a carica tradizionale e le linee di business della chimica di prodotti commodity (come il polietilene), sono state influenzate negativamente da fattori di debolezza strutturale delle rispettive industrie caratterizzate da overcapacity e pressione competitiva da parte dei produttori del Medio Oriente, Cina e USA che sono avvantaggiati rispetto a Eni dalla maggiore scala degli impianti in grado di generare economie di costo, disponibilità di materie prime competitive (in termini di pros-

simità o di prezzo come nel caso di produttori chimici USA che utilizzano l'etano come carica per il cracker, più conveniente della nafta) e maggiore diversificazione geografica; questi fattori sono maggiormente evidenti durante le fasi di minore crescita economica. In tale ambito, la crisi economica quale conseguenza del COVID-19 ha causato il crollo della domanda di carburanti per autotrazione ed avio e dei prodotti chimici legati a settori quali l'automotive che sono stati pesantemente influenzati dalla recessione. Nel business raffinazione, il calo della domanda ha determinato la contrazione degli spread dei prodotti guida rispetto alla carica (sintetizzati dall'andamento del margine indicatore SERM); in particolare, durante il secondo semestre i margini di raffinazione sono scesi su valori minimi storici (si stima degli ultimi trent'anni) registrando anche livelli negativi negli ultimi mesi dell'anno a causa della debolezza dei consumi e della parziale ripresa del costo del feedstock sostenuto dai tagli produttivi implementati dall'OPEC+. Inoltre, i tagli hanno ridotto l'offerta di greggi ATZ cosiddetti "sour" che sono l'input principale dei sistemi di conversione e che in condizioni normali di mercato quotano a sconto rispetto al marker Brent. Le dislocazioni di mercato sono state così ampie da generare quotazioni dei greggi ATZ a premio del Brent, riducendo in maniera sostanziale il vantaggio della conversione. Sulla base di questi trend, il management ha rivisto i valori d'uso delle raffinerie Italia rilevando svalutazioni di circa €1,2 miliardi.

L'outlook 2021 del business della raffinazione tradizionale si presenta ancora fortemente negativo a causa del rally del prezzo del petrolio e della domanda ancora depressa di carburanti dovuta alla recrudescenza della pandemia.

Il business Chimica è stato penalizzato in maniera significativa dalla contrazione economica che ha ridotto in particolare la domanda di commodity di base (i monomeri) e di prodotti quali elastomeri/stirenici penalizzati dalla crisi dei settori di sbocco (automotive, beni durevoli, aereospaziale); in controtendenza il polietilene che ha beneficiato di alcuni robusti trend di consumo legati alla "stay-at-home economy" quali la forte richiesta di packaging alimentare e per beni di consumo e di materiale per l'emergenza sanitaria quali le single use plastics. Guardando al futuro, il management ritiene che l'ambiente competitivo in questo business rimarrà sfidante a causa delle incertezze e dei rischi relativi alla ripresa economica.

Il management sta attuando un percorso strategico di riposizionamento di questi due business con l'obiettivo di ridurre il peso in portafoglio dei segmenti commodity caratterizzati da deboli fondamentali ed esposti alla volatilità dei margini degli idrocarburi, a beneficio dei business emergenti dei biocarburanti e della chimica da fonti rinnovabili e da riciclo caratterizzati da maggiore stabilità ed interessanti prospettive di crescita.

RISCHIO PAESE

Al 31 dicembre 2020 circa l'83% delle riserve certe di idrocarburi di Eni era localizzato in Paesi non OCSE, principalmente in Africa, Medio Oriente e Sud-Est asiatico. Questi Paesi sono caratterizzati, per ragioni storiche e culturali, da un minore grado di stabilità politica, sociale ed economica rispetto ai Paesi sviluppati dell'OCSE. Pertanto Eni è esposta ai rischi di possibili evoluzioni negative del quadro politico, sociale e macroeconomico che possono sfociare in eventi destabilizzanti quali conflitti interni, rivoluzioni, instaurazione di regimi non democratici e altre forme di disordine civile, contrazione dell'attività economica e difficoltà finanziarie dei Governi locali con ricadute sulla solvibilità degli Enti petroliferi di Stato che sono partner di Eni nei progetti industriali, elevati livelli di inflazione, svalutazione della moneta e fenomeni 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; (vii) complessi iter di rilascio di autorizzazioni e permessi che impattano sul time-to-market dei progetti di sviluppo.

L'outlook finanziario di molti dei paesi non OCSE di presenza Eni ha registrato un significativo deterioramento nel corso del 2020 a causa della contrazione delle entrate petrolifere connessa agli effetti della crisi dovuta al COVID-19, riducendo il grado di solvibilità di alcune compagnie petrolifere di Stato e di alcuni operatori locali partner di Eni nei progetti di sviluppo delle riserve.

Attualmente i paesi di presenza Eni con un maggiore profilo di rischio controparte o geopolitico sono Venezuela, Nigeria e Libia.

Il Venezuela sta attraversando una crisi strutturale economica e finanziaria a causa della contrazione delle entrate petrolifere, principale fonte di reddito del Paese, dovuta agli effetti

delle sanzioni USA che ne hanno di fatto precluso l'accesso ai finanziamenti necessari per sviluppare le riserve petrolifere determinando la caduta dei livelli produttivi. Tale situazione di debolezza è stata esacerbata dagli impatti del COVID-19. Le restrizioni finanziarie USA hanno avuto come target principale la società petrolifera di Stato Petróleos de Venezuela SA ("PDVSA").

Tale situazione mette a rischio la recuperabilità degli investimenti di Eni, che sono concentrati in due grandi progetti: il giacimento offshore a gas Perla, operato dalla società locale Cardón IV, in joint venture paritetica con un'altra compagnia petrolifera internazionale, e il campo ad olio pesante onshore PetroJunín, operato dall'omonima società i cui azionisti sono la società di Stato PDVSA ed Eni, in regime di "Empresa Mixta". I due progetti sono stati oggetto di svalutazioni in esercizi passati con la riclassifica di importanti volumi di riserve alla categoria "probabile" in funzione delle ridotte prospettive di producibilità. Correntemente l'esposizione Eni nelle due iniziative petrolifere ammonta a circa €1 miliardo, relativi principalmente ai crediti commerciali scaduti verso PDVSA per le forniture del gas equity del giacimento Perla e al finanziamento del progetto. Nonostante il difficile outlook finanziario del Paese, nel corso dell'esercizio sono proseguite le azioni di recupero del credito, attraverso un programma di rimborsi in-kind con attribuzione a Eni di carichi di prodotto da parte di PDVSA consentendo di confermare la stima di expected loss dei crediti commerciali venezuelani elaborata nel 2017 incorporando l'assunzione di default sovrano. Tali transazioni sono avvenute nel rispetto del regime sanzionatorio USA.

Anche la Nigeria è in una condizione di stress finanziario che ha assunto dimensioni preoccupanti a causa della crisi economica conseguente alla pandemia COVID-19. La compagnia petrolifera di Stato NNPC e altri operatori locali partner di Eni nei progetti di sviluppo locali hanno incontrato difficoltà crescenti nell'adempiere le obbligazioni di funding dei progetti, determinando l'aumento dell'esposizione finanziaria di Eni. Nonostante l'accresciuto rischio controparte riflesso in un incremento della stima di expected loss, i piani di rientro delle esposizioni hanno fatto registrare progressi. In particolare, per quanto riguarda i crediti pregressi nei confronti di NNPC oggetto di ristrutturazione, è stata concordata una modalità di rimborso in natura, cioè mediante prelievo sulla quota di profit oil di NNPC in progetti minerari incrementali a contenuto rischio minerario operati da Eni, con incassi in linea con le aspettative del management. Un analogo meccanismo è stato concordato con un partner privato locale sia per il recupero di crediti scaduti sia per il finanziamento della quota di capex del partner nelle attività di sviluppo pianificate, anche quest'ultimo sta procedendo secondo le aspettative.

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

La Libia è uno dei Paesi di presenza Eni maggiormente esposti al rischio geopolitico, come conseguenza storica del vasto movimento insurrezionale, noto come “Primavera Araba”, che ha interessato il Medio Oriente e l’Africa Settentrionale all’inizio del decennio. In Libia questo ha determinato l’acuirsi delle tensioni politiche interne sfociate nella rivoluzione armata del 2011 e nel cambio del regime di allora. A causa di questi eventi, Eni fu costretta a interrompere per quasi un anno le attività petrolifere nel Paese con ricadute materiali sui risultati dell’esercizio. Agli eventi del 2011 ha fatto seguito un prolungato periodo di conflitto civile e un quadro socio-politico frammentato e instabile a causa del fallimento del processo di pacificazione interno. Questo ha determinato un contesto operativo rischioso e inaffidabile con la necessità da parte di Eni di monitorare costantemente i livelli di sicurezza a tutela del personale e degli asset e con numerose perdite temporanee di produzione. Da aprile 2019 il quadro geopolitico ha registrato un ulteriore peggioramento, sfociato nella ripresa della guerra civile tra le due fazioni contrapposte con scontri armati nell’area di Tripoli in un quadro di complesse relazioni internazionali. Dal gennaio 2020 l’escalation militare ha comportato il blocco quasi totale dell’attività produttiva nell’onshore sud-orientale del Paese e la chiusura dei terminali di esportazione nella Cirenaica, con ricadute negative per Eni che ha dovuto interrompere, per causa di forza maggiore, le attività produttive presso i giacimenti di El Feel e di Bu Attifel registrando una perdita media di output nell’esercizio di circa 9 mila barili/giorno (Eni equity). Eni ha rimpatriato tutto il personale di stanza in Libia per motivi precauzionali e ha rafforzato le misure di sicurezza presso gli impianti. Le principali produzioni Eni alimentate dalla piattaforma offshore di Bahr Essalam e dal giacimento onshore di Wafa hanno comunque marciato in modo regolare. Da settembre 2020 la situazione è migliorata grazie a un accordo di pacificazione interno che ha consentito la ripresa di tutte le attività bloccate a causa del conflitto e che potrebbe avviare il Paese verso una stabilizzazione. Nonostante tale sviluppo, il management ritiene che la situazione geopolitica della Libia continuerà a costituire un fattore di rischio e d’incertezza per il futuro prevedibile. Nel 2020, la Libia ha rappresentato circa il 10% della produzione di idrocarburi complessiva di Eni; tale incidenza è prevista ridursi a partire nel medio termine in linea con la strategia di Gruppo di bilanciare il rischio paese attraverso l’espansione in aree a elevato grado di stabilità politica come gli Emirati Arabi Uniti e la Norvegia.

Per scontare i rischi di possibili sviluppi geopolitici sfavorevoli in Libia e in altri Paesi, dove Eni conduce le opera-

zioni upstream, che potrebbero determinare interruzioni di durata contenuta delle attività di sviluppo e di produzione degli idrocarburi, come quelle causate da conflitti interni, attentati, atti di guerra, tensioni sociali e altri disordini civili o rischi upstream di altro tipo (ad esempio ambientali o legati alla complessità delle operazioni), il management ha applicato ai livelli produttivi target del piano quadriennale 2021-2024 un taglio lineare (“haircut”) quantificato sulla base del proprio apprezzamento di tali tipi di rischi, dell’esperienza passata e di altri fattori. Tuttavia, tale contingency sulle produzioni future non copre le conseguenze di eventi di portata straordinaria (cosiddetto “worst case scenario”) ai quali sono associabili significative interruzioni delle attività produttive per periodi prolungati. Data l’entità delle riserve di Eni situate in tali Paesi, la Compagnia è particolarmente esposta a questo tipo di rischio nelle attività upstream. Eni monitora in maniera costante i rischi di natura politica, sociale ed economica dei 68 Paesi dove ha investito o intende investire, al fine della valutazione economico-finanziaria e della selezione degli investimenti di cui il rischio paese è parte integrante. Ferma restando la loro natura difficilmente prevedibile, tali eventi possono avere impatti negativi significativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni, anche in termini di recupero dei crediti erogati ad Enti di Stato per finanziare i progetti di sviluppo.

RISCHIO SANZIONI

I programmi sanzionatori che più rilevano per le attività di Eni sono quelli adottati dall’Unione Europea e dagli Stati Uniti d’America e, in particolare, ad oggi, quelli relativi a Venezuela e Russia.

Con riferimento al Venezuela, nella parte finale del 2020, l’amministrazione statunitense uscente ha intensificato la pressione nei confronti del governo Maduro, restringendo ulteriormente le operazioni effettuabili da soggetti statunitensi e non, nel settore petrolifero del Paese e/o con società controllate direttamente o indirettamente dal Governo. Ciò ha comportato un rallentamento nelle esportazioni di greggio dal Venezuela, anche nell’ambito degli schemi swap utilizzati per la compensazione in natura dei crediti commerciali accumulati nei confronti di PDVSA.

Per quanto concerne la Russia, le sanzioni dell’Unione Europea e, in particolare, quelle statunitensi non hanno registrato da ultimo impatti di particolare significatività ai fini delle attività di Eni in corso. I progetti nell’upstream russo – colpiti dalle restrizioni adottate da UE e USA nel 2014 a seguito dello scoppio della crisi russo-ucraina e inasprite dagli Stati Uniti nel 2017 con l’adozione del Countering America’s Adversaries Through Sanctions Act – si trovano in stato di sospensione.

In generale, Eni ha adottato le misure necessarie per garantire che le sue attività siano svolte in conformità alle norme applicabili, assicurando un monitoraggio continuo dell'evoluzione del quadro sanzionatorio e delle modalità di concreta applicazione dello stesso, per adattare su base continuativa le proprie attività e cogliere gli eventuali segnali di discontinuità che dovessero intervenire nel 2021 in esito al cambio dell'amministrazione USA.

RISCHIO CLIMATE CHANGE

Le aziende energetiche e in particolare quelle come Eni, attive nella ricerca e produzione degli idrocarburi, sono particolarmente esposte ai rischi connessi al cambiamento climatico in funzione della crescente sensibilità della società civile e dei governi di tutto il mondo al tema dei rischi che il riscaldamento globale pone all'ecosistema e alla vita sul pianeta e dell'evidenza sostenuta dalla comunità scientifica che le emissioni di gas climalteranti derivanti dall'utilizzo dei combustibili fossili contribuiscano a causare il riscaldamento globale in atto. Inoltre, i rischi connessi al cambiamento climatico sono diventati uno dei principali driver delle decisioni d'investimento dei prestatori di capitale equity e dei finanziatori.

Nel dicembre 2015, in occasione della COP21, 195 Paesi di tutto il mondo hanno firmato l'Accordo di Parigi che definisce un piano d'azione globale contro i cambiamenti climatici, con l'obiettivo di contenere l'aumento medio della temperatura terrestre nel corso di questo secolo ben al di sotto di 2°C rispetto ai livelli preindustriali e di fare quanto possibile per limitare anche in misura ulteriore l'incremento della temperatura globale a 1,5°C. L'accordo di Parigi, che Eni riconosce e sostiene, è entrato in vigore nel novembre 2016. Nel 2018 l'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) ha riconosciuto nell'incremento di 1,5°C il limite massimo di incremento della temperatura globale tale da evitare conseguenze irreversibili sull'ecosistema, riconoscendo che tale obiettivo richiede un'accelerazione nei tempi di realizzazione e un ampliamento nella portata degli obiettivi fissati dai Paesi nell'ambito dell'Accordo di Parigi.

La spinta globale verso un'economia a ridotta intensità emissiva, cosiddetta economia low carbon, provvedimenti normativi sempre più restrittivi nei confronti dell'attività Oil & Gas e del consumo degli idrocarburi, schemi di carbon pricing, l'evoluzione tecnologica dei vettori energetici alternativi nonché i cambiamenti nelle preferenze dei consumatori quali ad esempio l'aumento della domanda degli electric vehicle "EV" possono comportare nel medio-lungo termine un declino

strutturale della domanda degli idrocarburi, un aumento dei costi operativi e un maggior rischio di riserve non producibili (cosiddetti stranded asset) per Eni, penalizzando in misura rilevante le prospettive reddituali del Gruppo.

La crisi economica conseguente alla pandemia del COVID-19 ha introdotto un elemento di maggiore incertezza nella transizione verso un'economia low carbon, aumentando in misura significativa il numero degli scenari alternativi che essa potrebbe seguire. Questo è dovuto al fatto che la crisi ha modificato le priorità strategiche dei governi, delle imprese, degli investitori, nonché ha inciso sui modelli sociali. È possibile che la crisi del COVID-19 possa determinare un'accelerazione del percorso evolutivo verso un'economia maggiormente sostenibile dal punto di vista climatico, riducendo in modo strutturale la dipendenza dal consumo di idrocarburi. Questo può essere spiegato dal fatto che nell'ambito della risposta alla crisi, gli Stati hanno varato massivi interventi fiscali a sostegno della ripresa economica con una forte connotazione "green" e di sostenibilità, nonché hanno annunciato obiettivi climatici al 2030 maggiormente ambiziosi e nuovi obiettivi di zero-net emission di lungo termine, dimostrando la volontà di supportare soluzioni energetiche rinnovabili o a basso contenuto di carbonio. In particolare, l'Unione Europea in risposta alla crisi pandemica e in attuazione del Green Deal ha istituito il fondo next generation EU che prevede rilevanti investimenti sostenibili, rilanciando gli obiettivi di neutralità carbonica al 2050, aggiornando l'obiettivo di riduzione delle emissioni per il 2030, portandolo dal precedente 40% al 50% rispetto ai livelli del 1990.

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

Per quanto riguarda il **driver normativo**, l'adozione di provvedimenti su vasta scala finalizzati a penalizzare il consumo d'idrocarburi o l'introduzione di restrizioni crescenti all'attività estrattiva potrebbero comportare un aumento dei costi operativi e minori prospettive di crescita.

Gli strumenti normativi comprendono i meccanismi fiscali di carbon pricing, già adottati in alcuni Paesi/aree geografiche¹, considerati una soluzione efficiente dal punto di vista

(1) Attualmente i sistemi di carbon pricing a livello globale, già implementati o in fase di implementazione, coprono circa il 20% delle emissioni mondiali di GHG.

economico in quanto sono in grado di minimizzare il costo di abbattimento delle emissioni. Attualmente circa il 45% delle emissioni dirette di GHG degli asset operati da Eni sono assoggettate al regime di Emission Trading Scheme (ETS) europeo che prevede, a carico dell'impresa, l'onere per l'acquisto di certificati di emissione nel mercato primario (i.e. aste europee) o secondario (i.e. borse), a copertura di eventuali deficit di quote gratuite. Poiché la produzione di energia elettrica non riceve quote gratuite, Eni è strutturalmente corta di permessi di emissione. In particolare nel 2020, a fronte di assegnazioni gratuite di 6,84 milioni di tonnellate di CO₂, le installazioni europee del Gruppo hanno emesso 17,32 milioni di tonnellate; il deficit emissivo è stato coperto con acquisti di allowances sul mercato. Inoltre, in alcuni ambiti operativi il Gruppo è soggetto a meccanismi di carbon tax (es. Norvegia). È ipotizzabile che a medio termine tali costi di compliance aumentino in misura significativa. Tali oneri potrebbero essere attenuati in prospettiva dai benefici che Eni prevede di ottenere dal miglioramento dell'efficienza operativa dei propri asset industriali, dai progetti di azzeramento del flaring di processo del gas e dal piano di riduzione delle emissioni fuggitive di metano, in linea con i target di riduzione delle emissioni comunicati al mercato. Ulteriori benefici deriveranno dalla progressiva implementazione delle iniziative incluse nel Piano di medio-lungo termine Eni, che ha l'obiettivo di costruire un portafoglio di business più sostenibile e ridurre significativamente le emissioni.

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

Il **driver reputazionale** del rischio climate change è legato alla percezione, da parte delle istituzioni e della comunità civile, che le società Oil & Gas siano tra i principali responsabili

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

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

Di contro, il deployment commerciale di tecnologie quali la Carbon Capture and Sequestration possono anche, nel medio-lungo termine, supportare l'utilizzo di combustibili fossili quali il gas naturale nella produzione di elettricità da impianti termoelettrici e per produrre nuovi vettori energetici a basso impatto emissivo come l'idrogeno.

I **driver fisici** sono relativi a eventi atmosferici estremi e catastrofici, quali uragani, inondazioni, siccità, desertificazione, innalzamento del livello degli oceani, scioglimento dei ghiacciai perenni e altri ancora, la cui crescente frequenza e intensità è correlata, da parte della comunità scientifica, al fenomeno di surriscaldamento globale. In funzione della localizzazione geografica, eventi 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 oltre che avere un impatto sulle comunità e i servizi territoriali. L'attuale portafoglio degli asset Eni, progettati secondo le normative vigenti per resistere a condizioni

ambientali estreme, ha una distribuzione geografica che non determina concentrazioni di alto rischio. Relativamente ai fenomeni più 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.

La strategia di decarbonizzazione annunciata da Eni per il medio-lungo termine, comporta un'evoluzione dell'azienda verso una società energetica pronta a cogliere tutte le opportunità offerte dalla transizione energetica, con un impatto significativo sulla riduzione dell'impronta carbonica del Gruppo sia in termini di attività che di prodotti energetici resi disponibili per l'utilizzo finale. Tale strategia prevede la trasformazione del modello di business in chiave low carbon e sostenibile puntando a ampliare l'offerta di prodotti decarbonizzati green, blue e bio, a ridurre la componente olio a beneficio del gas naturale che nel lungo termine rappresenterà più del 90% della produzione, riducendo inoltre le emissioni di anidride carbonica delle operazioni attraverso le leve dell'efficienza energetica, della cattura e sequestrazione geologica della CO₂ (o suo riutilizzo tramite mineralizzazione o biofissazione) e dei progetti di conservazione delle foreste. L'obiettivo è conseguire al 2050 l'azzeramento delle emissioni nette Scope 1, 2 e 3, riferibili all'intero ciclo di vita dei prodotti energetici venduti, in linea con l'obiettivo net-zero al 2050 e compatibile con uno scenario di limitazione del riscaldamento globale entro la soglia di 1,5°C entro fine secolo.

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

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

La redditività dei principali nuovi progetti d'investimento è sottoposta a una sensitivity al carbon pricing utilizzando due set di assunzioni: (i) scenario prezzi idrocarburi e costo CO₂ di Eni; (ii) assunzioni di prezzo degli idrocarburi e costo CO₂ utilizzati nello scenario IEA SDS WEO 2020. L'analisi condotta a fine 2020 ha evidenziato effetti marginali sui tassi interni di

rendimento del portafoglio progetti Eni; in particolare nel secondo stress test i tassi di rendimento evidenziano una riduzione di 1,3 p.p. considerando gli oneri di CO₂ non deducibili/non recuperabili dal cost oil.

Come parte delle attività di verifica della congruità dei valori di iscrizione in bilancio delle attività non correnti di Eni delle quali gli asset Oil & Gas rappresentano circa il 90%, il management esegue con cadenza regolare il test di recuperabilità sulla base delle indicazioni del principio contabile internazionale IAS 36. Tale verifica comprende assunzioni e giudizi soggettivi su variabili molto complesse e su orizzonti temporali lunghi, quali i prezzi futuri degli idrocarburi, l'evoluzione del contesto operativo e dei costi. Gli scenari adottati da Eni per le valutazioni di recuperabilità degli attivi si basano sull'analisi dei fondamentali economici e della domanda e dell'offerta di lungo termine che considerano i rischi associati alla transizione energetica e sono oggetto di costante benchmark con le migliori stime disponibili sul mercato. Nonostante tali considerazioni, le stime dei valori recuperabili delle attività non correnti mantengono un'alea di incertezza e di variabilità. Uno degli strumenti più efficaci per valutarne la ragionevolezza è l'analisi di sensitività dei risultati a scenari alternativi in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi, come raccomandato dalla TCFD.

In tale ambito, la resilienza del portafoglio è stata valutata sulla base dello scenario IEA SDS edizione WEO 2020, che è considerato lo scenario più accreditato per il conseguimento dei Sustainable Development Goals dell'ONU più direttamente correlati all'energia: contrasto al cambiamento climatico in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi, accesso universale a servizi energetici efficienti, affidabili e moderni entro il 2030 e riduzione dell'impatto dell'inquinamento. Per raggiungere tali obiettivi, lo scenario SDS proietta l'attuazione di misure di decarbonizzazione a ampio raggio in tutti i settori di consumo. Sulla base di tali misure lo scenario SDS stima il conseguimento del target di zero emissioni nette di CO₂ al 2070, coerente con il raggiungimento dell'obiettivo di contenere l'incremento della temperatura globale ben al di sotto del limite dei 2°C in linea con gli obiettivi di Parigi con la possibilità di limitare l'incremento a non più di 1,5°C al 2100 qualora nella seconda metà del secolo siano adottate su larga scala tecnologie per le emissioni negative cioè di sottrazione di CO₂ dall'atmosfera.

Per quanto riguarda i prezzi dell'energia, lo scenario IEA SDS prevede un prezzo di lungo termine del petrolio pari a circa 57 \$/barile al 2025 in termini reali 2019 riferito al paniere IEA (media dei prezzi d'importazione dei paesi membri) e strutturalmente inferiore negli anni successivi, livelli considerati adeguati a stimolare gli investimenti necessari per coprire le previsioni di consumo; il prezzo del gas è previsto in leggera ripresa rispetto ai valori correnti. L'assenza di una ripresa dei prezzi degli idrocarburi è motivata dalla progressiva contra-

zione della domanda di combustibili fossili che rimuove la necessità di sviluppare risorse più costose. Lo scenario SDS degli idrocarburi assume una curva prezzo sostanzialmente allineata a quella Eni. Il prezzo della 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 per le advanced economies, attestandosi nel medio lungo su livelli superiori alle assunzioni Eni, che assumono i valori EUA dell'Unione Europea.

Il management ha sottoposto ad analisi di sensitività adottando lo scenario IEA SDS del WEO 2020 la tenuta del valore di libro di tutte le CGU² del settore E&P soggette a impairment test ai sensi dello IAS 36. Tale stress test evidenzia la tenuta complessiva dei valori di libro degli asset Eni con una riduzione del fair value da impairment test dell'11% ipotizzando l'indeducibilità dei costi delle emissioni di CO₂, ovvero del 5% in caso di riconoscimento nel cost oil e ai fini della determinazione del reddito imponibile.

Inoltre, considerati i seguenti fattori:

- (i) il rischio che la pandemia possa avere effetti di lungo periodo sulla domanda d'idrocarburi;
- (ii) la maggiore volatilità del prezzo del petrolio sempre più esposto ai rischi di ciclicità e ai rischi di portata globale;
- (iii) il perdurare dell'eccesso di offerta che ha determinato un reset dei prezzi di realizzo degli idrocarburi e dei flussi di cassa delle oil companies;
- (iv) la crescente incertezza circa il futuro di lungo termine della domanda petrolifera alla luce dell'impegno della comunità internazionale nel contrastare il cambiamento climatico e nell'accelerare la transizione energetica, la crescita di energie alternative ai fossili e lo shift nelle preferenze dei consumatori con il rischio di spiazzamento degli idrocarburi;

il management ha ritenuto di testare la recuperabilità del valore di libro delle proprietà Oil & Gas compresa l'eventualità di stranded asset a ulteriori scenari di stress test. In particolare, allo scenario più conservativo che assume un prezzo long-term del petrolio Brent di 50 \$/barile "flat" e un prezzo al PSV di 5 \$/mmBTU flat, il management prevede che l'81% dei volumi delle riserve certe e delle riserve "probable/possible" adeguatamente rischiate (considerate al 70% e al 30% rispettivamente) di Eni ovvero il 93% in termini di valore potrebbero essere prodotte entro il 2035. Il valore attuale netto a oggi di tali produzioni è sostanzialmente allineato al valore di libro dei fixed asset netti del settore Exploration & Production, considerata anche la quota Eni di Vår Energi e delle altre joint venture, oltre agli esborsi attesi per i progetti forestry fino a tale data.

RISCHI SPECIFICI DELL'ATTIVITÀ DI RICERCA E PRODUZIONE DI IDROCARBURI

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

Il rischio minerario è il rischio di esito negativo dell'attività esplorativa che deriva dalla perforazione di pozzi sterili o dalla scoperta di quantità di idrocarburi non economiche; mentre nelle attività di sviluppo è rappresentato dal rischio di sotto performance dei reservoir e di recupero di volumi di idrocarburi inferiori alle stime iniziali. I progetti di sviluppo delle riserve d'idrocarburi convenzionali sono investimenti di medio-lungo termine, esposti al rischio di ritorni economici inferiori al costo del capitale a causa di costi superiori a quelli pianificati, possibili ritardi nell'avvio della produzione e della volatilità del prezzo degli idrocarburi. Inoltre, numerosi rischi operativi possono penalizzare i ritorni di tali progetti, quali difficoltà tecniche impreviste, mancato rispetto dei tempi/budget da parte dei fornitori di infrastrutture critiche (navi FPSO, piattaforme, impiantistica upstream), efficacia dei global contractors, puntuale rilascio delle autorizzazioni da parte delle Autorità di Stato e ritardi nelle fasi di commissioning.

I livelli futuri di produzione Eni dipendono dalla capacità dell'azienda di rimpiazzare le riserve prodotte attraverso l'esplorazione di successo, l'efficacia e l'efficienza delle attività di sviluppo, l'applicazione di miglioramenti tecnologici in grado di massimizzare i tassi di recupero dei giacimenti in produzione e l'esito dei negoziati con gli Stati detentori delle licenze. Nel caso in cui Eni non consegua un adeguato tasso di rimpiazzo delle riserve, le prospettive di crescita del Gruppo sarebbero penalizzate con impatti negativi sui risultati, il cash flow, la liquidità e i ritorni per l'azionista.

A causa della natura degli idrocarburi (infiammabilità, tossicità, ecc.) e delle caratteristiche dei giacimenti (temperatura, pressione, profondità, operazioni offshore), l'attività upstream è esposta ai rischi operativi di eventi dannosi a carico dell'ambiente, della salute e della sicurezza delle persone e delle comunità circostanti e della proprietà. Si tratta di rischi di incidenti di vario tipo, quali blow-out di pozzi, collisioni marine, malfunzionamenti delle apparecchiature che possono generare sversamenti di petrolio, fuoriuscite di gas, esplosioni e altri eventi negativi che potrebbero assumere entità tale da causare perdite di vite umane, disastri ambien-

(2) Cash Generating Unit.

tali, danni alla proprietà, inquinamento dell'aria, dell'acqua e del suolo e altre conseguenze ancora, con la necessità, da parte di Eni, di riconoscere oneri e passività di ammontare straordinario con impatti negativi rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti.

Tali rischi sono potenzialmente maggiori per le attività svolte nell'offshore, che rappresentano quota rilevante della complessiva produzione equity Eni (circa 65% nel 2020) a causa della maggiore complessità delle operazioni associata alla sensibilità degli ecosistemi, quali il Golfo del Messico, il Mar Caspio e l'Artico (che comprende il Mare di Barents e l'Alaska), dove il Gruppo svolge attività di ricerca, esplorazione e sviluppo di idrocarburi.

Il time-to-market delle riserve è un fattore critico per la redditività dell'industria petrolifera, considerata la complessità tecnologica e realizzativa dei progetti e il differimento temporale dei cash flow positivi. Lo sviluppo e messa in produzione delle riserve convenzionali scoperte comporta normalmente, ma non sempre, anni di attività: verifica della fattibilità economico-tecnica con possibili ulteriori fasi di appraisal della scoperta, definizione del piano di sviluppo con i partner industriali dell'iniziativa, compresa la First Party di Stato, ottenimento delle autorizzazioni da parte dello Stato host, il project financing, l'ingegneria di front-end e di dettaglio e la realizzazione di pozzi e impianti, piattaforme, unità di floating production, centri di trattamento, linee di export e altre facilities critiche. Durante la fase realizzativa, la Compagnia è esposta finanziariamente a causa del differimento temporale dei cash flow positivi che si manifestano a partire dal first oil/gas consentendo il recupero del capitale nell'arco di anni. Ritardi nell'ottenimento delle necessarie autorizzazioni o nelle fasi di costruzione, errori di progettazione, ritardi nel recupero di costi d'investimento per difficoltà della First Party o altri eventi 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 ulteriore 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.). Nell'ambito delle problematiche di mercato ed operative legate alla pandemia COVID-19, sono state registrate interruzioni più o meno significative nella catena di fornitura di beni e servizi relativi ai progetti di sviluppo in corso mitigate con opportune azioni di ripianificazione di natura contrattuale.

Considerato, in genere, l'intervallo temporale che intercorre tra la fase di scoperta e l'avvio della nuova produzione, i ren-

dimenti dei progetti sono esposti alla volatilità del prezzo del petrolio, che potrebbe attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli sulla cui base Eni ha preso la decisione finale di investimento (FID) e al rischio di aumento dei costi di sviluppo. L'implementazione negli ultimi anni di alcune azioni strategiche mirate, di standard operativi rigorosi e di tecnologie innovative, ha contribuito alla mitigazione dei rischi sopra descritti, consentendo di conseguire contestualmente sensibili benefici in termini di riduzione del time-to-market dei progetti e di contenimento dei costi. A titolo esemplificativo rientrano tra queste iniziative: la progressiva parallelizzazione delle attività di esplorazione, delineazione e di sviluppo, la realizzazione per fasi, le attività di insourcing dell'ingegneria nelle fasi iniziali e di front-end del progetto e una maggiore focalizzazione sulla gestione delle fasi di costruzione e commissioning. Ulteriori azioni sono state indirizzate al miglioramento della supply chain, consentendo lo sfruttamento di nuove opportunità derivanti dal mercato (i.e. utilizzo di "early" production facilities e facilities "refurbished" o ricondizionate). Nelle attività di perforazione, Eni adotta sistemi operativi e gestionali finalizzati a mitigare il rischio di blow-out dei pozzi, presidiando in modo rigoroso le analisi delle caratteristiche geologiche dei giacimenti, l'ingegneria e la conduzione delle operazioni di perforazione dei pozzi a rischio, operati e non operati, a elevata complessità tecnica e/o elevata potenziale esposizione economica in caso di blow-out, con focus sulle più avanzate tecnologie digitali e procedure di controllo e monitoraggio, inclusi la visualizzazione ed il trasferimento dei dati in tempo reale dagli impianti alla sede centrale (Real Time Drilling Center) nonché il potenziamento dei programmi di formazione. Il rischio blow-out dei pozzi è anche in parte mitigato dalla tipologia del portafoglio delle attività operate e non operate di Eni, caratterizzato dalla contenuta incidenza di pozzi complessi. In particolare Eni prevede un'incidenza massima del 23% di pozzi complessi caratterizzati da un maggiore rischio relativo sul totale di quelli in programma previsti a piano.

Per gli incidenti agli asset produttivi e quelli relativi a trasporti avio, marittimi e su strada, le attività di mitigazione sono relative all'implementazione di algoritmi predittivi di eventi incidentali (Pre-sense), l'implementazione di sistemi di gestione ed il mantenimento di elevati standard di Asset Integrity, l'incremento di efficacia della supervisione di linea e di HSE, il rafforzamento del Contract Risk Management (Pre/post Awarding) ed il maggior coinvolgimento delle First Party per il rafforzamento della cultura della sicurezza nelle JV cooperate.

La conduzione diretta (operatorship) delle attività consente a Eni di dispiegare le competenze, i sistemi di gestione e le pratiche operative considerate di eccellenza nella gestione e mitigazione dei rischi.

Incertezze nelle stime delle riserve Oil & Gas

L'accuratezza delle stime delle riserve certe e delle previsioni relative ai tassi futuri di produzione e ai tempi di sostenimento dei costi di sviluppo futuri dipende da un insieme di fattori, assunzioni e variabili, che includono:

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

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

RISCHIO OPERATION E CONNESSI RISCHI IN MATERIA DI HSE

Le attività industriali Eni nei settori della ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi, della raffinazione, delle produzioni petrolchimiche e del trasporto degli idrocarburi sono esposte per loro natura ai rischi operativi connessi con le caratteristiche chimico-fisiche delle materie prime e dei prodotti (tra cui infiammabilità, tossicità, instabilità). Guasti tecnici, malfunzionamenti di apparecchiature e impianti, errori umani, atti di sabotaggio, perdite di contenimento, incidenti di pozzo, incidenti a raffinerie e impianti petrolchimici, fenomeni atmosferici avversi possono innescare eventi dannosi di proporzioni anche rilevanti quali esplosioni, incendi, fuoriuscite di greggio, gas e prodotti (da pozzi, piattaforme, navi cisterna, pipeline, depositi e condutture), rilascio di contaminanti nell'ambiente, emissioni nocive. Tali rischi sono influenzati dalle specificità degli ambiti territoriali nei quali sono condotte le operazioni (condizioni onshore vs. offshore, ecosistemi sensibili quali l'Artico, il Golfo del Messico, il Mar Caspio, impianti localizzati in prossimità di aree urbane), dalla complessità delle attività industriali e dalle oggettive difficoltà tecniche nell'esecuzione degli interventi

di recupero e contenimento degli idrocarburi o altre sostanze chimiche liquide sversate nell'ambiente o di emissioni nocive in atmosfera, delle operazioni di chiusura e messa in sicurezza di pozzi danneggiati o in caso di blow-out, di spegnimento di incendi occorsi a raffinerie, complessi petrolchimici o pipeline. Per questi motivi le attività del settore petrolifero, della raffinazione, del trasporto degli idrocarburi e della chimica sono sottoposte a una severa regolamentazione a tutela dell'ambiente e della salute e della sicurezza delle persone, sia a livello nazionale/locale sia attraverso protocolli e convenzioni internazionali.

Le norme a tutela dell'ambiente impongono misure che prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo, limitano o vietano il gas flaring e il venting, prescrivono la corretta gestione dei rifiuti e di sottoprodotti. Norme volte a prevenire l'impatto sulla biodiversità, la conservazione di specie, habitat e servizi ecosistemici, richiamano gli operatori ad adempimenti sempre più rigorosi e stringenti in termini di controlli, monitoraggi ambientali e misure di prevenzione. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per rispettare gli obblighi previsti dalle normative che regolamentano le attività industriali nel campo degli idrocarburi costituiscono una significativa voce di costo ricorrente del bilancio. Eni si è dotata di sistemi gestionali integrati, standard di sicurezza e pratiche operative di elevata qualità e affidabilità per assicurare il rispetto della regolamentazione ambientale e per tutelare l'integrità delle persone, dell'ambiente, delle operations, della proprietà e delle comunità interessate. Tuttavia, nonostante tali misure e precauzioni, non è possibile escludere del tutto il rischio di accadimento di incidenti e altri eventi dannosi quali quelli sopra descritti che potrebbero assumere proporzioni anche catastrofiche ed avere impatti potenzialmente rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti.

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

volti ad accertare eventuali responsabilità penali a carico del personale aziendale e amministrative a carico dell'Azienda, nonché richieste di risarcimento danni da parte dei soggetti coinvolti negli episodi di danno ambientale.

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

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

EVOLUZIONE DELLA REGOLAMENTAZIONE AMBIENTALE

Negli ultimi anni, a fronte del crescente degrado dello stato di salute del pianeta, la protezione dell'ambiente è divenuta un'esigenza sempre più sentita dalla comunità internazio-

nale, la quale ha progressivamente riconosciuto il valore dell'ambiente naturale, preoccupandosi di legiferare per garantirne la salvaguardia ed arginarne il deterioramento. Da qualche anno invece l'evoluzione della normativa ambientale si è ampliata fino ad includere la prevenzione e riduzione di impatti irreversibili. Le attività Eni di produzione d'idrocarburi, raffinazione e trasporto di carburanti e altri prodotti infiammabili e produzioni petrolchimiche, sono soggette al rispetto di un numeroso e complesso corpus normativo, che riguarda in particolar modo: le emissioni in atmosfera, lo sfruttamento del suolo e dell'acqua, la gestione dei rifiuti e i prodotti petroliferi in generale.

Con specifico riferimento all'attività di ricerca e produzione degli idrocarburi, in base alle normative applicabili in tutte le giurisdizioni dove Eni opera, la società è tenuta a sostenere i costi relativi allo smantellamento di piattaforme e altre attrezzature di estrazione e di ripristino delle aree al termine delle attività petrolifere. Il bilancio consolidato accoglie la migliore stima dei costi che Eni dovrà sostenere in futuro a fronte di tali obblighi. Tali stime sono soggette a rischi e incertezze di varia natura (accuratezza della stima, cost overrun, ampiezza dell'orizzonte temporale di stima, inasprimento delle normative locali, sviluppo di nuove tecnologie, ecc.). In particolare, il Decreto Ministeriale italiano del 15 febbraio 2019 «Linee guida nazionali per la dismissione delle piattaforme offshore» fornisce, agli operatori ed alle amministrazioni competenti, una guida sulle procedure da seguire per la dismissione delle piattaforme offshore e delle infrastrutture connesse. In riferimento al contesto normativo italiano va ricordata l'entrata in vigore il 29 maggio 2015 della Legge 68/2015, che ha introdotto nel Codice Penale il Titolo IV bis interamente dedicato ai delitti contro l'ambiente. La legge ha inoltre ampliato il campo per cui viene prevista una responsabilità diretta dell'ente per illeciti ambientali. Eni ha quindi adeguato il proprio Modello 231 ed i relativi strumenti di controllo operativo, provvedendo alla loro diffusione interna ed applicazione al fine di assicurare un'adeguata valutazione dei rischi correlati alle tematiche ambientali ed una corretta operatività nell'ambito delle attività sensibili.

A settembre 2020 il Ministro dell'Ambiente italiano ha diramato il testo di disegno di legge c.d. "Terra mia" che determina una significativa revisione dell'apparato penale applicabile alla materia ambientale, attraverso modifiche al TUA (D.Lgs. n. 152/2006), al Codice Penale, al Codice Antimafia (D.Lgs. n. 159/2011) e al D.Lgs. n. 231/2001. In particolare, il disegno introduce un aggravamento delle sanzioni penali per i reati di discarica abusiva, abbandono o deposito di rifiuti pericolosi da parte di soggetti privati e di combustione illecita di rifiuti. Inoltre, la condotta di abbandono di rifiuti (art. 255, D.Lgs. n. 152/2006), se pericolosi, passa dall'essere illecito amministrativo all'essere punita a titolo contravvenzionale. Il disegno

di legge introduce una nuova ipotesi delittuosa di natura colposa per l'ipotesi di combustione illecita di rifiuti, di cui all'art. 256-bis, D.Lgs. n. 152/2006.

Con la seconda direttiva europea 2018/2002 (EEDII) sull'efficienza energetica, si conferma il regime obbligatorio di efficienza energetica nel periodo 2021-2030, con l'obiettivo dello 0,8% annuo di nuovi risparmi sui consumi finali di energia. Ogni Stato può adottare uno schema di efficienza energetica obbligatorio, come in Italia i TEE (Titoli di Efficienza Energetica), oppure misure alternative.

Con riferimento al contesto italiano si conferma l'obbligo di diagnosi energetica per le realtà industriali con consumi superiori ai 10.000 tep come da D.Lgs. n. 104/10 e suo successivo aggiornamento con il D.Lgs. n. 73/20 che recepisce la nuova direttiva (EEDII), obbligando i siti rientranti nell'obbligo all'attuazione di almeno uno degli interventi di efficientamento individuati in diagnosi o all'implementazione di un sistema di gestione ISO 50001.

A supporto della strategia aziendale di decarbonizzazione, è in atto un programma di certificazione ISO 50001 dei siti upstream mediante un processo di analisi e valutazione di interventi di efficientamento che riguarderà tutte le consociate nel 2021-2022 e porterà alla certificazione entro il 2022-2023.

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

Come previsto dalla road map del Green Deal europeo, nel corso del 2020 la revisione della Direttiva IED (Industrial Emission Directive) è entrata nel vivo. Nel 2021 la Commissione UE proporrà una revisione delle misure per contrastare l'inquinamento da grandi impianti industriali al fine di proseguire più celermente verso l'obiettivo di inquinamento zero al 2050 e supportare le politiche in materia di clima, energia ed economia circolare. A tale scopo, a dicembre 2020 si è aperta la consultazione pubblica mirata agli stakeholders interessati che si concluderà a marzo 2021. Le Aziende coinvolte potranno esprimere le proprie considerazioni in merito al futuro sviluppo della Direttiva IED tramite la compilazione di un questionario mirato. Tra le aree suscettibili di miglioramento figurano: l'ampliamento della copertura settoriale, il miglioramento delle disposizioni chiave relative all'autorizzazione e al controllo degli impianti industriali, una più attiva partecipazione dei rappresentanti della società civile al processo deci-

sionale relativo alle autorizzazioni, la garanzia di un maggiore accesso alle informazioni ambientali, attraverso la revisione anche del Regolamento relativo al Registro delle emissioni e dei trasferimenti di sostanze inquinanti (E-PRTR), strettamente correlato alla Direttiva IED.

Nel mese di ottobre 2020 è stata pubblicata la valutazione effettuata dalla Commissione Europea sull'effettivo impatto della Direttiva sulla riduzione delle emissioni negli anni precedenti per poter analizzare quanto la stessa Direttiva sia in grado di sostenere le politiche legate alla "Zero Pollution ambition for a toxic-free environment". L'UE vuole delineare le azioni da introdurre a livello europeo per il raggiungimento dell'ambizioso obiettivo "Inquinamento Zero" di acqua, aria e suolo per un ambiente privo di sostanze tossiche. A ottobre 2020 la Commissione UE ha lanciato la prima fase di consultazione (Road map) su una serie di proposte in materia. Il 31 luglio del 2017, la Commissione Europea ha approvato, tramite decisione di esecuzione, le Conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione (LCP), ovvero tutte quelle installazioni con potenza termica nominale pari o superiore a 50 MW; i nuovi obblighi dovranno essere rispettati entro quattro anni con il rinnovo/riesame dei procedimenti autorizzativi ambientali in essere. Al fine di verificare il posizionamento degli impianti, i gestori hanno avviato specifiche gap analisi per definire i piani di miglioramento tecnologico necessari a raggiungere le nuove performance ed avviare, qualora necessario, il processo di Riesame delle Autorizzazioni in essere. Nel 2020 alcuni iter di Riesame si sono conclusi mentre altri sono ancora in corso.

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

Sempre nel 2017, con la decisione di esecuzione n. 2017/2117 la Commissione Europea ha approvato le Conclusioni sulle BAT per la fabbricazione di prodotti chimici organici in grandi volumi (LVOC). Entro dicembre 2021 tutti gli impianti dovranno essere allineati alle nuove BAT settoriali e completare i piani di miglioramento tecnologico richiesto dalla decisione.

La Commissione Europea ha inoltre adottato le Conclusioni sulle BAT per il trattamento dei rifiuti ai sensi della Direttiva 2010/75/UE. Le Conclusioni, approvate con decisione della Commissione Europea 10 agosto 2018, n. 2018/1147/UE, sono il riferimento alle seguenti attività: smaltimento (esclusa la discarica) o recupero di rifiuti pericolosi con capacità di oltre 10 tonnellate al giorno; smaltimento (esclusa la discarica) di rifiuti non pericolosi con capacità superiore a 50 tonnellate al giorno; recupero di rifiuti non pericolosi con capacità supe-

riore a 75 tonnellate al giorno; deposito temporaneo di rifiuti pericolosi con capacità totale superiore a 50 tonnellate e trattamento a gestione indipendente di acque reflue provenienti da un'installazione svolgente le attività precedenti.

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

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

Il 22 novembre 2017 la Commissione Europea ha aggiornato le Linee Guida (LG) del 2001 per lo svolgimento delle valutazioni autorizzative in ambito VIA al fine di garantire la necessaria coerenza con le disposizioni della Direttiva 2014/52/UE che aveva introdotto significative modifiche, sia procedurali sia tecniche. A livello nazionale, tali LG sono già richiamate nell'ambito del Decreto VIA 104/2017 in vigore dal 21 luglio 2017 (il testo rimanda a decreti attuativi previsti dall'art. 25, in particolare comma 4 relativo all'emissione di LG nazionali e norme tecniche per l'elaborazione della documentazione finalizzata allo svolgimento della VIA). Il nuovo testo riformulato dal Decreto VIA 104/2017 ha l'obiettivo di introdurre tempi certi e perentori per il rilascio del parere, la razionalizzazione di procedure e competenze e la riorganizzazione degli organi preposti. Il decreto conferma inoltre l'obbligo di Valutazione di Impatto Sanitario (VIS - già introdotto con il Collegato ambientale nel 2016) per il proponente nell'ambito VIA per le raffinerie, gli impianti di gassificazione e liquefazione, le centrali termiche e gli altri impianti di combustione con potenza termica superiore a 300 MW. Nel 2019 gli impianti Eni ricadenti sotto Grandi Impianti di Combustione (GIC) hanno presentato tutta la documentazione necessaria per procedere al riesame dell'AIA unitamente alla quietanza di avvenuto pagamento della tariffa istruttoria, rispettando le scadenze del cronoprogramma approvato dal Decreto Direttoriale 22 novembre 2018, n. 430. Anche gli impianti Eni ricadenti sotto la categoria di fabbricazione in grandi volumi di prodotti chimici organici hanno presentato la documentazione per l'avvio dell'iter di riesame. Il processo di Riesame ha come obiettivo di veri-

ficare l'allineamento degli impianti alle rispettive Conclusioni sulle BAT (decisione 2017/1442/UE e 2017/2117/UE). I business Eni interessati presidiano la tematica e proseguono con l'analisi di posizionamento degli impianti per valutare la necessità di eventuali interventi migliorativi da implementare.

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

Con il D.M. 19 febbraio 2019, n. 39 il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare italiano ha dettato indirizzi per l'uniformità dei procedimenti di VIA e di AIA relativi a progetti di prospezione geofisica, perforazione di pozzi e altre opere a mare di competenza statale. In particolare, per i progetti di prospezione geofisica il D.M. richiede al proponente maggior grado di dettaglio nella documentazione sulla prospezione tramite tecnica dell'air gun, che permette di individuare tutti i possibili impatti del progetto.

La diffusione pandemica del virus COVID-19 ha avuto un impatto significativo anche sulla modalità e frequenza dei controlli AIA. La nota dell'ISPRA prot. n. 14558 del 30/3/2020 "Controlli sull'esercizio di AIA nazionale durante la pandemia da Coronavirus" introduce nuove disposizioni per questo tipo di ispezioni. Negli ultimi anni i principali siti Eni in Italia sono stati dotati di sistemi informatici per la gestione dei rifiuti, al fine di migliorare la tracciabilità e il controllo delle operazioni e quindi ridurre il rischio di violazioni delle norme; in tale ambi-

to, nel 2017 Eni è stata la prima società in Italia a interfacciare il proprio software per la gestione dei rifiuti con la banca dati dell'Albo Nazionale Gestori Ambientali. Tali sistemi facilitano l'individuazione delle soluzioni di smaltimento/recupero più appropriate, nel rispetto della gerarchia stabilita dalla Direttiva 2008/98/CE.

In riferimento alle ispezioni previste per l'industria estrattiva, a seguito della diffusione di COVID-19, il 21 febbraio 2020 è entrata in vigore la decisione di esecuzione n. 2020/248/UE "Linee guida in materia di ispezioni delle strutture di deposito dei rifiuti da attività estrattiva".

È inoltre entrato in vigore il Dpcm italiano 3 novembre 2020 che detta stringenti misure generali sull'emergenza COVID-19 e conferma i protocolli di sicurezza per le attività produttive. Il Parlamento Europeo ed il Consiglio hanno approvato le quattro direttive afferenti al Pacchetto Economia Circolare della Commissione Europea, che effettuano una revisione delle attuali normative comunitarie in materia di rifiuti, discariche, imballaggi e rifiuti da imballaggio, rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche e veicoli a fine vita. Le dette direttive sono state recepite dall'Italia nel mese di settembre tramite i seguenti provvedimenti: il D.Lgs. n. 116/2020 che riscrive le regole in materia di gestione dei rifiuti e modifica la disciplina del sistema di tracciabilità dei rifiuti, introduce una nuova definizione di rifiuti urbani e nuove disposizioni in tema End of Waste; il D.Lgs. n. 121/2020 detta le nuove disposizioni sulle discariche di rifiuti.

L'11 dicembre 2019 la Commissione Europea ha presentato The European Green Deal la "road map green" della sua azione politica. Secondo la Commissione è necessario ripensare le politiche economiche e sociali per renderle più sostenibili, preservare il capitale naturale, prevedere una economia che preservi le risorse naturali, riduca la produzione dei rifiuti e punti su recupero, riparazione e riutilizzo. Fondamentale realizzare la neutralità climatica al 2050. L'azione sull'economia circolare si concentrerà in particolare su settori ad alta intensità di risorse come il tessile, l'edilizia, l'elettronica e la plastica.

Nel mese di settembre 2020 sono stati emanati i Decreti Legislativi di recepimento del Pacchetto Economia Circolare dell'Unione Europea (Decreti Legislativi n. 116, 118, 119 e 121/2020), che hanno modificato la disciplina italiana in materia di rifiuti, discariche, imballaggi, rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche, pile e accumulatori, veicoli a fine vita. Tra i numerosi interventi apportati alla normativa di settore è confermata la previsione di un nuovo sistema di tracciabilità dei rifiuti che consentirà la tenuta in modalità esclusivamente elettronica della documentazione in materia e che prevedrà la comunicazione dei dati ad un

Registro Elettronico Nazionale (REN). Alcuni ulteriori punti rilevanti compresi nel recepimento sono una nuova definizione di rifiuti urbani, il divieto dal 2030 di conferire in discarica rifiuti idonei al recupero, la previsione di un'attestazione di avvenuto smaltimento per i rifiuti avviati a operazioni intermedie di smaltimento, una revisione della disciplina per i rifiuti da manutenzione, l'inserimento di disposizioni speciali per il trasporto intermodale.

Un tema particolarmente oggetto di attenzione da parte dell'opinione pubblica è costituito dalla plastica, anche in relazione al problema del marine littering. Il 12 giugno 2019 è stata pubblicata la Direttiva (UE) 2019/904, che dovrà essere recepita dagli Stati Membri entro il 3 luglio 2021. Questa vieta la vendita nella UE di alcuni prodotti mono uso in plastica, e per altri prevede riduzioni del consumo oppure specifici requisiti di etichettatura e prodotto. Detta Direttiva fissa un obiettivo di raccolta del 90% per le bottiglie di plastica entro il 2029 e prevede che entro il 2025 il 25% delle bottiglie di plastica sia composto da materiali riciclati, quota che salirà al 30% entro il 2030. In questo nuovo contesto normativo l'industria della plastica svolgerà un ruolo fondamentale tramite lo sviluppo delle tecnologie innovative focalizzate sulla massimizzazione del tasso di riciclaggio della plastica. Il recepimento da parte dell'Italia è previsto nel Disegno di Legge di delegazione europea 2019-2020, approvato dal Senato il 20 ottobre 2020 e passato all'esame della Camera dei Deputati. Il Regolamento n. 2020/2151/UE del 17/12/2020 ha frattanto definito le specifiche tecniche delle etichettature per i prodotti monouso in plastica.

Il 12 agosto 2020 è stato pubblicato il Decreto Legislativo 31 luglio 2020 n. 101 "Attuazione della direttiva 2013/59/Euratom, che stabilisce norme fondamentali di sicurezza relative alla protezione contro i pericoli derivanti dall'esposizione alle radiazioni ionizzanti, e che abroga le direttive 89/618/Euratom, 90/641/Euratom, 96/29/Euratom, 97/43/Euratom e 2003/122/Euratom e riordina della normativa di settore in attuazione dell'articolo 20, comma 1, lettera a), della legge 4 ottobre 2019, n. 117". Il provvedimento costituisce il nuovo testo unico sulla radioprotezione; le disposizioni comprendono procedure per la gestione di materiali e residui radioattivi, nonché i requisiti costruttivi e autorizzativi per gli impianti per il loro smaltimento. A maggio 2019 il Consiglio del Sistema Nazionale Protezione Ambiente ha approvato le Linee guida per l'applicazione della normativa sulla gestione delle terre e rocce da scavo. Il documento, approvato con delibera SNPA (Sistema Nazionale Protezione Ambiente) 9 maggio 2019, n. 54, oltre ad analizzare il quadro normativo di riferimento, si concentra sui requisiti di qualità ambientale per l'utilizzo delle terre e rocce da scavo come sottoprodotti sia nei cantieri di grandi dimensioni che in quelli di piccole dimensioni.

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

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

Il 28 agosto 2020 è entrato in vigore il D.Lgs. 20 luglio 2020, n. 102, che aggiorna la materia degli obblighi e dei controlli relativi alla gestione degli stabilimenti che producono emissioni in atmosfera, nonché razionalizza le procedure autorizzative e il sistema delle sanzioni, con riguardo sia alle imprese sia ai privati gestori di impianti termici civili. Inoltre, il nuovo provvedimento introduce una nuova definizione ufficiale di emissione odorigena, che include sia le emissioni convogliate sia quelle diffuse.

Il 29 Dicembre, la Giunta della Regione Basilicata, ha adottato il Disegno di Legge contenente disposizioni per la prevenzione e la limitazione delle emissioni odorigene. Il testo non è ancora disponibile ma, come riportato dal comunicato stampa, mira a stabilire misure di contenimento delle emissioni e introdurre valori limite con riferimento a specifiche sostanze. Tra le misure, anche specifiche prescrizioni sugli impianti che hanno un potenziale impatto odorigeno, incluso l'obbligo di attuazione di piani di contenimento e la previsione di pro-

cedure volte a definire, in sede di autorizzazione, i criteri di localizzazione in funzione della presenza di ricettori sensibili intorno agli stabilimenti.

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

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

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

Il 15 Dicembre 2020, è stato approvato l'Accordo di Programma per l'adozione di misure per il miglioramento della qualità dell'aria nella Regione Puglia. Tra gli impegni della Regione, quello di adottare entro 6 mesi un atto di indirizzo alle Autorità Competenti in materia di AIA che riconosca la facoltà di richiedere, prioritariamente per le installazioni degli impianti delle attività energetiche e dell'industria chimica, la presentazione di uno studio di impatto odorigeno finalizzato all'individuazione e caratterizzazione delle sorgenti odorigene significative e alla stima dell'impatto olfattivo delle emissioni mediante l'implementazione di idonei modelli matematici di dispersione in atmosfera, ed un atto di indirizzo alle Autorità Competenti in materia di Provvedimento Autorizzatorio Unico Regionale/VIA/AIA che riconosca la facoltà di richiedere la presentazione di uno studio per la valutazione degli scenari futuri della qualità dell'aria.

Il 17 gennaio è entrato in vigore il Decreto Legislativo 5 dicembre 2019, n. 163 che reca la disciplina sanzionatoria per la violazione degli obblighi, di cui al regolamento (UE) n. 517/2014, e dei relativi regolamenti di esecuzione della Commissione

Europea, attuati con Decreto del Presidente della Repubblica 16 novembre 2018, n. 146. A tal proposito si segnala che le BU stanno adeguando i propri sistemi di gestione e alcune si sono già dotate di OPI (istruzioni operative) per gestione e controllo degli impianti e delle attrezzature contenenti sostanze lesive dell'ozono e gas fluorurati ad effetto serra.

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

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

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

Per quanto riguarda la tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, la normativa italiana ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione, attribuendo a questi efficacia esimente (art. 30 D.Lgs. n. 81/08) dalla responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro. Eni ha adottato in tutte le operazioni che comportano rischi HSE, modelli organizzativi e di gestione in linea con i migliori standard del mercato. La gestione operativa Eni è fondata sui principi della prevenzione, gestione e controllo dei rischi HSE. L'adozione estesa

in Eni di sistemi di gestione integrati di salute, sicurezza e ambiente è rivolta ad assicurare la compliance normativa, il miglioramento continuo delle performance HSE e l'efficacia delle azioni intraprese in termini di prevenzione e contenimento dei possibili impatti ambientali.

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

RISCHIO IDRICO

Secondo le analisi del World Economic Forum (The Global Risk Report 2021), da oltre 10 anni il rischio idrico viene identificato tra i cinque rischi con maggiore impatto negativo potenziale per l'economia e la società nei prossimi 5-10 anni. Le crisi idriche avranno, inoltre, crescenti interconnessioni con altri fattori di rischio e instabilità, quali migrazioni, tensioni fra Stati e crisi alimentari. L'interdipendenza acqua-energia è destinata ad intensificarsi nei prossimi anni e, secondo la International Energy Agency (WEO 2016), sarà necessaria una sempre maggiore capacità di dare risposte chiare e affidabili per la gestione di questo elemento di criticità. Secondo le Nazioni Unite (<https://www.unwater.org/water-facts/clima->

te-change/) i cambiamenti climatici si esplicitano nella forma di crisi idriche e di una crescente variabilità della disponibilità di acqua in quantità e di qualità adeguate ad uno sviluppo sostenibile. Nel 2015, 663 milioni di persone non avevano ancora accesso ad acqua di qualità adeguata e disponibilità di reti fognarie. Uno dei Sustainable Development Goal (il n. 6) è pertanto rivolto a garantire a tutti la disponibilità e la gestione sostenibile dell'acqua e delle strutture igienico-sanitarie. Eni valuta e monitora il rischio idrico, anche in relazione agli effetti dei cambiamenti climatici, al fine di identificare le migliori strategie di gestione delle acque e di adattamento per i propri asset. Inoltre Eni è impegnata a sviluppare progetti di accesso all'acqua per le popolazioni dove opera. Meno del 2% dei prelievi idrici totali di Eni avvengono in aree a stress o aride (così come identificate con Aqueduct, strumento sviluppato dal World Resources Institute). Tra i Paesi con aree a stress idrico impattate dai prelievi Eni, oltre all'Italia dove si verificano i maggiori prelievi di acqua dolce, ci sono Paesi dove al rischio di tipo fisico (scarsità della risorsa) si vanno ad aggiungere rischi di tipo sociale (scarsità di sistemi idrico/sanitari adeguati in molti Paesi in cui Eni opera) o geopolitico (approvvigionamento di acqua dolce dipendente da fonti con provenienza oltreconfine come ad esempio il Nilo per l'Egitto). La tutela dell'ambiente si attua in primis identificando il contesto naturale in cui le attività hanno o avranno luogo in modo da evitare o mitigare il più possibile gli impatti su specie, habitat e servizi ecosistemici fin dai primi stadi del ciclo operativo. In particolare prosegue l'impegno in progetti di water injection, intesi come ottimale gestione delle acque di produzione, e di reinjection a scopo IOR (Improved Oil Recovery). Anche nel downstream sono proseguite iniziative per ridurre il consumo di acqua dolce o per la sostituzione dei prelievi di acqua dolce da falda o da acque superficiali con fonti di minor pregio. Al fine di rispondere alle crescenti richieste di informazioni da parte degli stakeholder, anche nel 2020 Eni ha dato risposta pubblica al questionario CDP water, riconfermando la valutazione pari ad A-, che si colloca ben al di sopra della media di settore e di area geografica. Prima fra le compagnie Oil & Gas, ad aprile 2019 Eni ha aderito al CEO Water Mandate, dando un segnale inequivocabile dell'importanza attribuita alla risorsa idrica.

GESTIONE EMERGENZE E SPILL

Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone e ambiente sono gestite innanzitutto a livello di sito con una propria organizzazione che predispone, per ciascun possibile scenario, un piano di risposta in cui sono definiti ruoli e risorse deputate all'attuazione. Questo è il primo livello di emergenza, il secondo livello prevede il supporto da parte dell'unità di business ed il terzo anche quello delle strutture centrali, in particolare il coordinamento tramite l'Unità di Crisi Eni per l'apporto di team specialistici, mezzi e attrezzature interne ed esterne ad Eni. Le discriminanti tra questi livelli sono: la gravità dell'evento, in termini di danno a

persone, ambiente e asset; l'impatto reale o potenziale sugli stakeholders e sulla reputazione di Eni; la potenzialità dell'evento di eccedere i limiti di batteria dell'asset. Questi effetti comportano la escalation di risorse coinvolte anche in stretta cooperazione con le Autorità locali e centrali che attivano i rispettivi piani di emergenza esterni.

Eni è impegnata quotidianamente nel monitoraggio e nella gestione dei rischi derivanti dagli oil spill sia operativi che effrattivi, sia all'estero che in Italia. Una situazione di particolare rilievo si osserva in Nigeria dove sono frequenti fenomeni di sabotaggio sugli oleodotti.

Anche nel downstream Italia si sono registrate numerose effrazioni sulla rete oleodotti (picco massimo nel 2015), progressivamente contrastate e ad oggi sostanzialmente annulate, attraverso l'installazione del sistema di Leak Detection proprietario denominato "e-VPMS" (Eni Vibroacoustic Pipeline Monitoring System). Il sistema permette il monitoraggio da remoto di eventuali spill dalle condotte in pochi minuti geolocalizzandoli con una precisione inferiore ai 50m; ciò, oltre a favorire la tempestività e la qualità degli interventi di contenimento, di riparazione e di protezione dei bersagli ambientali più sensibili, è stato un elemento di dissuasione fondamentale (Progetto "Sistema di supporto alla gestione emergenze per spill da effrazioni").

Oltre ad avere coperto l'intera rete di oleodotti di prodotti finiti (10 linee, per un totale di 654 km) ed una di grezzo (Oleodotto Monte Alpi-Taranto per 137 km) è stata inoltre completata l'installazione su due oleodotti pilota (Rho-Malpensa e Pantano-Seram) dell'upgrade del sistema e-VPMS alla versione e-VPMS-TPI (Third Party Intrusion) atto a rilevare le attività sospette in prossimità della condotta (scavi, veicoli, ecc.) prima della effrazione vera e propria della condotta. Questi due piloti permetteranno di approfondire l'analisi costi/benefici di una estensione dell'upgrade a tutti gli oleodotti di prodotti finiti".

Andrà posta attenzione preventiva all'eventuale evoluzione del fenomeno effrattivo anche in Egitto (Agiba) facendo riferimento alle esperienze acquisite in Italia e in Nigeria.

La società ha intrapreso importanti passi per contrastare e ridurre il fenomeno "oil theft", ma anche per presidiare in generale gli asset societari. In particolare si sono intraprese azioni dirette sugli asset (manutenzione sistematica, sostituzione pipeline e/o serbatoi e incremento della sorveglianza) e sono in corso i progetti come Tanks Integrity Monitoring (basato sulle emissioni acustiche), IDEAS (Innovative Drones for Asset Integrity, Environment, Safety), BEC Sesam (mappe di sensibilità ambientale come parte dell'Oil Spill Contingency Plan) e di esposizione ai rischi naturali (in particolare frane ed

esondazioni, tra cui progetto R&D "Early Warning System for Hydro & Pollution Risks) al fine di individuare le aree maggiormente critiche.

Queste attività di prevenzione e preparazione alle emergenze si affiancano alla predisposizione di contratti a livello locale ed internazionale per un'efficace risposta antinquinamento.

In aggiunta al sistema di gestione, monitoraggio e risposta ai rischi di natura HSE, Eni ha attivato coperture assicurative tramite la partecipazione alla mutua Oil Insurance Limited e altri partner assicurativi per limitare i possibili effetti economici derivanti dai danni provocati a terzi, alle proprietà industriali e da responsabilità di bonifica e ripulitura dell'ambiente in caso di incidente. L'ammontare coperto varia in base alla tipologia dell'evento e rappresenta una quota significativa della capacità messa a disposizione dal mercato di riferimento. In particolare, la responsabilità finanziaria di Eni di risarcire il danno cagionato a terzi e/o a seguito di sversamento di petrolio è coperta da una protezione assicurativa capace di indennizzare fino a un massimo di \$1,3 miliardi per incidenti nell'onshore (le raffinerie) e \$1,1 miliardi per l'offshore. A queste ultime si aggiungono polizze assicurative che coprono le responsabilità del proprietario, dell'operatore e del noleggiatore di mezzi navali in base ai seguenti massimali: \$1,3 miliardi per le responsabilità connesse alle navi noleggiate e fino a \$1 miliardo per le FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production nello sviluppo di giacimenti offshore. Si evidenzia inoltre che in occasione di particolari progetti, valutata la complessità industriale e altri fattori esterni, il management attiva coperture assicurative ad hoc, in aggiunta alle coperture standard già in portafoglio.

Le collaborazioni con IPIECA e IOGP al fine di rafforzare la capacità di risposta all'inquinamento marino, in termini di aggiornamento e diffusione delle good practices e di iniziative regionali congiuntamente alle autorità (GI-WACAF - Global Initiative for West, Central and Southern Africa e l'OSPRI - Oil Spill Preparedness Regional Initiative) sono proseguite.

Eni ha inoltre sviluppato tecnologie proprietarie, volte sia a ridurre il rischio di incidenti sia ad accelerare il recupero di eventuale olio sversato a mare come ad esempio il progetto di ricerca dispositivo CUBE (Containment of Underwater Blow Out Events), realizzato un dispositivo per separare gas e olio dall'acqua in prossimità della testa pozzo sottomarina, e il progetto Blow Stop, sviluppato una tecnologia innovativa per bloccare al fondo la fuoriuscita di fluidi di giacimento.

GESTIONE EMERGENZA COVID-19

Al fine di mitigare il rischio di diffusione in azienda del virus COVID-19, Eni, attraverso la sua Unità di Crisi coordinata dalla Direzione HSEQ, in stretto contatto con il Dipartimento di Protezione Civile e con i principali istituti sanitari, ha individuato,

con approccio omogeneo in tutti i suoi business, le modalità per proteggere la salute dei dipendenti e garantire la continuità delle attività e dell'operatività dei siti. Le principali misure e i risultati hanno riguardato:

- impiego estensivo di smart working (in Italia il 95% del personale negli uffici e il 50% della forza lavoro giornaliera nei siti operativi) reso possibile dal continuo investimento di Eni in infrastrutture tecnologiche e dalla già avviata sperimentazione del progetto dello smart working fin dal 2017;
- definizione di protocolli unici per la gestione degli ingressi, svolgimento delle attività lavorative e sanificazione degli ambienti continuamente allineati con le conoscenze scientifiche e le indicazioni delle Autorità Sanitarie. Tali documenti costituiscono i requisiti minimi da implementare in ogni Paese di presenza in funzione della gravità della Crisi, eventualmente da adeguare alla Legislazione locale se più stringente;
- monitoraggio continuo dello stato di gravità della crisi pandemica in ogni Paese di presenza;
- implementazione dei protocolli di prevenzione definiti e controllo continuo dello stato di attuazione;
- sotto il profilo sanitario, attuazione della sorveglianza dei casi positivi di dipendenti e contrattisti e delle persone in quarantena;
- monitoraggio costante, in collaborazione con le autorità governative dei Paesi ospitanti, del personale delle consociate estere con presa in carico di tutte le precauzioni appropriate per il personale Eni e famigliari;
- attivazione di servizi di supporto psicologico per i dipendenti;
- aggiornamento continuo verso tutti i dipendenti tramite la Homepage di MyEni, locandine, specifici messaggi di posta elettronica, il Blog e i video messaggi dell'AD;
- realizzazione di iniziative di informazione/formazione mirate agli smart worker sulla gestione del tempo, dei team e delle relazioni con altri colleghi. Molti corsi di formazione sono stati adeguati per poter essere svolti in modalità video in modo da non fermare l'aggiornamento professionale;
- messa a disposizione, in forma volontaria e gratuita, per ora nella regione Lombardia, del test sierologico per i dipendenti.

Eni ha anche mobilitato tutte le risorse disponibili con l'obiettivo di vincere la sfida attraverso numerose attività sanitarie e sociali a supporto della Comunità Italia (Regioni, Dipartimento Protezione Civile, ASL e ospedali) con investimenti di circa €35 milioni. Ha, inoltre, messo a disposizione della ricerca sul COVID-19 le infrastrutture di supercalcolo e le competenze di modellazione molecolare, offrendo il contributo di strumenti e risorse di eccellenza nella lotta all'emergenza globale. Eni ha finanziato anche campagne di informazione pubblica sul ruolo del medico di famiglia e sui servizi agli anziani e, grazie ai suoi dipendenti, ha raccolto e devoluto oltre €600.000 alla Croce Rossa Italiana per fronteggiare l'emergenza.

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

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

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

Tale disciplina generale deve essere coordinata con le disposizioni del Decreto Legge n. 135/2018, cd. Decreto Semplificazioni, con il quale, in sede di conversione ad opera della Legge n.12 del febbraio 2019, è diventata efficace una normativa relativa al settore minerario che prevedeva originariamente l'approvazione entro ventiquattro mesi dall'entrata in vigore dalla Legge di un "piano nazionale per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee" (PiTESAI). L'approvazione è stata posticipata di sei mesi (quindi entro settembre 2021). Con tale piano, il Legislatore si propone di individuare le aree che possono ritenersi compatibili con lo svolgimento dell'attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, incluso il mare. Fino all'emanazione di tale piano è sospeso il conferimento di nuovi permessi di prospezione e di ricerca degli idrocarburi così come è sospesa l'efficacia di quelli conferiti con la conseguente interruzione delle relative attività. Mantengono invece la loro efficacia

le concessioni di coltivazioni in essere, così come possono essere prorogate le concessioni già scadute o che scadranno fino all'emanazione del piano predetto; non possono invece essere richieste nuove concessioni di coltivazione. Nel caso in cui il piano non sia approvato entro la data prevista, ovvero nelle aree dichiarate idonee a seguito dell'adozione del piano, cessano le sospensioni dei permessi di prospezione e di ricerca e possono essere richiesti ed ottenuti nuovi titoli minerari (di esplorazione/sviluppo). Nelle aree dichiarate non idonee a seguito dell'adozione del piano sono rigettate le istanze in corso alla data di entrata in vigore della legge per il conferimento di nuovi permessi di ricerca e di nuove concessioni di coltivazione, mentre sono revocati in via definitiva i permessi di prospezione e ricerca in essere (temporaneamente congelati). Continuano invece fino alla scadenza, senza però la possibilità di essere ulteriormente prorogate, le concessioni di coltivazioni in essere alla data di approvazione del piano anche in regime di proroga. La concessione più importante per Eni in Italia è Val d'Agri che è scaduta il 26 ottobre 2019 e per la quale è stata presentata al MiSE, nei termini di legge, apposita istanza di proroga decennale. Nell'istanza di proroga è confermato il programma lavori approvato, relativo al primo periodo della concessione. Inoltre, altre 41 concessioni di coltivazione sono attualmente in regime di "prorogatio".

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

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

La recessione economica conseguente all'emergenza sanitaria COVID-19 ha accentuato la debolezza del mercato europeo del gas, caratterizzato da una situazione di oversupply strutturale dovuto in particolare all'abbondanza di GNL che favorisce la liquidità e l'interconnessione degli ambiti regionali. La domanda europea ha registrato una flessione del 3% rispetto all'anno precedente, penalizzata oltre che dalla re-

cessione, dalla crescente competizione da parte delle energie alternative. In tale scenario i prezzi del gas, come già commentato, hanno registrato pesanti flessioni. Il settore Global Gas & LNG Portfolio ha registrato un netto calo dell'EBIT nel business delle commercializzazioni di GNL a causa dell'effetto combinato della contrazione della domanda in Asia dovuta alla recessione economica e dall'eccesso di produzione, comportando la rilevante flessione dei margini. L'outlook del business GNL rimane non privo di rischi ed incertezze; i fattori che potrebbero favorire una ripresa sono l'accelerazione dell'attività economica, un certo rallentamento registrato nelle FID di nuovi progetti GNL, nonché la minore produzione di gas associato USA, uno dei driver dell'eccesso d'offerta, in funzione del taglio degli investimenti da parte delle shale oil companies USA. L'andamento negativo del business GNL è stato attenuato dalla migliore tenuta del business wholesale gas che ha beneficiato della volatilità degli spread tra i diversi mercati spot continentali facendo leva sulle flessibilità del portafoglio (contratti gas long-term, accesso alle capacità di trasporto e stoccaggio, disponibilità di impianti power a gas). I risultati del settore Global Gas & LNG Portfolio sono esposti ai rischi di un contesto competitivo sfidante dovuto all'oversupply, alla concorrenza da parte delle energie rinnovabili, la cui quota di mercato è in continua espansione, alla possibile apertura di nuove rotte d'importazione (ad es. il gasdotto TAP) e alla continua crescita dei flussi mondiali di GNL che alimentano la liquidità dei mercati spot europei del gas. Il portafoglio di approvvigionamento di gas di Eni è composto principalmente da contratti di lungo termine con clausola di take-or-pay che espongono il compratore sia al rischio prezzo, nel caso in cui le formule di acquisto non siano allineate con i prezzi prevalenti nei mercati spot continentali, sia al rischio volume nel caso di saturazione del mercato per effetto della clausola di take-or-pay (v. paragrafo successivo sui rischi dei contratti di take-or-pay).

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

L'esito delle rinegoziazioni in corso è incerto in relazione sia all'entità dei benefici economici, sia al timing di rilevazione a conto economico. Inoltre, in caso di mancato accordo tra le parti, i contratti di norma prevedono la possibilità per ciascuna controparte di ricorrere all'arbitrato per la definizione delle controversie commerciali; questo rende maggiormente

incerto l'esito delle stesse. Analoghe considerazioni valgono per i contratti di vendita con riferimento ai quali sono in corso o si prevedono rinegoziazioni per allineare il prezzo di vendita e le altre condizioni di fornitura al mercato. Il management non può escludere un esito sfavorevole delle rinegoziazioni o di eventuali procedimenti arbitrali relativi ai contratti gas long-term con possibili effetti negativi sulla redditività e sulla generazione di cassa del business wholesale gas.

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

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

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

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

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

I clienti che hanno diritto al servizio di tutela gas sono i clienti domestici e i condomini con uso domestico con consumi non superiori a 200.000 standard metri cubi (Smc)/annui. Nel 2013 l'Autorità ha riformato la struttura delle tariffe gas ai clienti tutelati del segmento civile con il passaggio all'indicizzazione hub della componente a copertura del costo della materia prima – quotazioni forward rilevate presso l'hub olandese TTF – in luogo della precedente, prevalentemente oil-linked, in un contesto di mercato che vedeva quotazioni hub del gas significativamente inferiori rispetto a quelle dei contratti long-term indicizzati all'olio, introducendo strumenti di incentivazione agli operatori per la promozione della rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine. L'indicizzazione al TTF per i clienti tutelati è per ora confermata, mentre un fattore di rischio è relativo all'incremento della pressione competitiva generato dal superamento delle tariffe di tutela gas e power. La Legge 4 agosto 2017, n. 124, "Legge annuale per il mercato e la concorrenza" aveva fissato la fine della tutela di prezzo dell'Autorità al 1° luglio 2019 per i settori dell'energia elettrica (per i clienti domestici e le piccole imprese connesse in bassa tensione) e del gas naturale (per i clienti domestici come sopra definiti). La legge di conversione del Decreto Legge n. 91/2018 (cd. Milleproroghe) – Legge 108 del 21 settembre 2018 – aveva rinviato questa scadenza al 1° luglio 2020. Con il Decreto Legge n. 162/2019 (cd. D.L. Milleproroghe) – è stata ulteriormente modificata la Legge 124/17 posticipando al 1° gennaio 2022 la data della fine della tutela di prezzo stabilita dall'Autorità; in particolare per le PMI non microimprese, per il servizio di fornitura di energia elettrica, la data è fissata al 1° gennaio 2021, mentre per le microimprese per l'elettricità e per le famiglie per gas e luce, sarà il 1° gennaio 2022. Il D.L. prevedeva l'adozione entro marzo 2020 di un Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico (MiSE) che stabilisse le modalità e i criteri dell'ingresso consapevole dei clienti nel mercato libero, tenendo conto della necessità di incrementare la concorrenza, e garantendo la pluralità di fornitori e di offerte nel libero mercato.

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

A dicembre 2020 ARERA ha pubblicato la delibera 491/2020/R/eel che in sintesi:

- definisce la gara per il Servizio a Tutele Graduali dedicato alle piccole imprese elettriche e svolto dagli esercenti aggiudicatari a partire dal 1° luglio 2021;
- modifica il TIV (Testo integrato vendita) introducendo il Servizio a Tutele gradualmente fra i servizi di ultima istanza, dettagliando le caratteristiche del servizio stesso e gli obblighi per gli esercenti;
- definisce le modalità di erogazione del Servizio a Tutele Graduali nel periodo transitorio 1° gennaio - 30 giugno 2021, durante il quale il servizio sarà svolto dagli attuali esercenti la maggior tutela (per consentire lo svolgimento delle gare nei primi mesi del 2021).

In gennaio, infine, è stato inoltre pubblicato sul sito del Ministero dello Sviluppo Economico il D.M. "Decreto Ministeriale 31 dicembre 2020 - Mercato libero dell'energia elettrica. Schema ingresso consapevole dei clienti finali". Il D.M. è relativo al superamento della tutela di prezzo dell'Autorità per le PMI non microimprese elettriche. Fra le principali previsioni il D.M. stabilisce:

- alla data del 1° gennaio 2021 le PMI non microimprese che non hanno stipulato un contratto per la fornitura dell'energia elettrica sul mercato libero sono fornite attraverso il servizio a tutele gradualmente da parte di soggetti selezionati con gara per una durata non superiore a tre anni. In coerenza con quanto anticipato da ARERA;
- tetto antitrust del 35% massimo dei clienti per la gara PMI non microimprese;
- tre campagne informative sul superamento della tutela di prezzo, alle quali sarà possibile associare campagne degli operatori.

Nell'ambito dei costi e dei criteri di accesso alle principali infrastrutture logistiche del sistema gas, i principali fattori di rischio per il business sono legati ai processi di definizione delle condizioni economiche e delle regole di accesso ai servizi di trasporto, rigassificazione GNL, stoccaggio, che interessano periodicamente tutti i Paesi europei in cui Eni opera. Per quanto riguarda le tariffe di trasporto gas, in Italia così come nei principali Paesi europei, è stata implementata a partire dal 2020 una revisione dei criteri di determinazione di tali tariffe e di recupero dei costi dei trasportatori per il periodo di regolazione 2020-2023, con effetti complessivamente positivi sui costi del portafoglio logistico. La ridefinizione periodica dei criteri tariffari del trasporto è comunque prevista a scadenze prestabilite nei vari Paesi europei e in futuro potrà ancora determinare impatti sui costi logistici.

Nel medio termine ci si attende che la domanda di gas a livello europeo possa essere sostenuta dalle politiche orientate all'accelerazione del phase-out del carbone nella generazione elettrica – in vista degli obiettivi di decarbonizzazione –

e, in alcuni Paesi, al phase-out della generazione nucleare. D'altra parte, con l'implementazione del Green Deal europeo, nei prossimi anni, la regolamentazione del settore gas potrà essere interessata da modifiche potenzialmente anche rilevanti, in conseguenza di adeguamenti nel disegno dei mercati che si renderanno necessari con l'evoluzione delle normative europee in un contesto di transizione energetica e coerentemente con gli obiettivi di decarbonizzazione del settore energetico (tra cui i collegati obiettivi di sviluppo di gas rinnovabili o decarbonizzati e di tecnologie abilitanti una maggiore integrazione tra settore elettrico e settore gas). Questi cambiamenti determineranno pressioni sul settore del gas naturale, ma al contempo apriranno e supporteranno nuove opportunità di business nell'ambito dei gas decarbonizzati e rinnovabili, che Eni è pronta a perseguire.

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

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

COINVOLGIMENTO IN PROCEDIMENTI LEGALI E INDAGINI ANTI-CORRUZIONE

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Oltre al fondo rischi per contenziosi stanziato in bilancio, è possibile che in futuro Eni possa sostenere altre passività, anche significative a causa di: (i) incertezza rispetto all'esito finale dei procedimenti in corso per i quali al momento è stata valutata non probabile la soccombenza; (ii) il verificarsi di ulteriori sviluppi che il management potrebbe non aver preso in considerazione al momento della valutazione dell'esito del contenzioso sulla cui base è stato stimato l'accantonamento

al fondo rischi nel più recente reporting period o come solo possibile la soccombenza ovvero come inattendibile l'ammontare dell'obbligazione; (iii) l'emergere di nuove evidenze e informazioni; (iv) inaccuratezza delle stime degli accantonamenti dovuta al complesso processo di determinazione che comporta giudizi soggettivi da parte del management. Alcuni procedimenti legali in cui Eni o le sue controllate sono coinvolte riguardano la presunta violazione di leggi e regolamenti anti-corruzione nonché violazioni del Codice Etico. Violazioni del Codice Etico, di leggi e regolamenti, incluse le norme in materia di anti-corruzione, da parte di Eni, dei suoi partner commerciali, agenti o altri soggetti che agiscono in suo nome o per suo conto, possono esporre Eni e i suoi dipendenti al rischio di sanzioni penali e civili che potrebbero danneggiare la reputazione della Società e il valore per gli azionisti.

RISCHIO CYBER SECURITY

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

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

Le possibili conseguenze riguardano:

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

Per far fronte a questa situazione, e rafforzare la resilienza dei sistemi IT, Eni si è dotata, secondo un approccio risk-based consolidato, di opportune misure di mitigazione, al fine di fronteggiare anche l'ulteriore incremento di attacchi causati dal ricorso massivo allo smart working. A tale scopo, sono state introdotte ulteriori azioni di difesa, tra le quali:

- il rafforzamento dei sistemi di protezione delle postazioni di lavoro per la navigazione e la posta elettronica;
- il potenziamento dei sistemi di monitoraggio e dei servizi di incident response per rilevare eventuali anomalie delle postazioni in smart working;
- l'incremento dei servizi trusted (es. firma elettronica certificata, etc.) con l'estensione al perimetro estero.

Sono stati, inoltre, eseguiti interventi per rafforzare ulteriormente la continuità dei servizi IT Corporate e il monitoraggio sulla gestione dei sistemi centrali e al contempo è proseguito il programma di Cyber Security Culture, finalizzato al rafforzamento della cultura aziendale sui giusti comportamenti da adottare per far fronte ai rischi cyber.

Evoluzione prevedibile della gestione

I trend recenti del business evidenziano quanto segue.

Il piano industriale Eni per il 2021 prevede un prezzo del greggio Brent di 50 \$/barile, il margine SERM a 3,8 \$/barile di Brent e un cambio euro/\$ di 1,19. Sulla base di queste assunzioni, il management prevede nel 2021 un flusso di cassa operativo in grado di autofinanziare gli investimenti organici (escluse le acquisizioni) e una parte del dividend floor.

Nel corso del primo trimestre 2021, il prezzo del petrolio si è rafforzato in maniera significativa grazie all'accelerazione della ripresa economica in Asia, ai segnali di recupero degli USA e alla disciplina produttiva dell'OPEC+ registrando una media di

circa 61 \$/barile, mentre il margine di raffinazione ha registrato un andamento fortemente negativo a causa dell'aumento del costo della carica in assenza di ripresa della domanda di carburanti nei mercati di riferimento (soprattutto Italia ed Europa Occidentale).

Il management stima che, rispetto alle assunzioni 2021, per 1 \$/barile di variazione del prezzo del petrolio e di proporzionali variazioni nei prezzi del gas di produzione il cash flow operativo registri una variazione di circa €150 milioni; per quanto riguarda il SERM per 1 \$/barile di variazione l'impatto sul cash flow è quasi analogo a quello del Brent (+/- €160 milioni).

Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario ai sensi del D.Lgs. 254/2016

Introduzione

La Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF) 2020 di Eni è redatta in conformità al D.Lgs. 254/2016 e ai "Sustainability Reporting Standards" pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI)¹. In continuità con le precedenti edizioni, il documento è articolato secondo le tre leve del modello di business integrato, Neutralità Carbonica al 2050, Eccellenza operativa e Alleanze per lo sviluppo, il cui obiettivo è la creazione di valore di lungo termine per tutti gli stakeholder. I contenuti del capitolo "Neutralità Carbonica al 2050" sono stati organizzati sulla base delle raccomandazioni volontarie della Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) del Financial Stability Board, in cui Eni è presente sin dalla sua fondazione, al fine di fornire una disclosure ancora più approfondita su tali tematiche. Inoltre, sono stati citati nei vari capitoli i principali Sustainable Development Goals (SDG) delle Nazioni Unite che costituiscono un riferimento importante per Eni nella conduzione delle proprie attività.

La DNF è inserita all'interno della Relazione sulla Gestione nell'ambito della Relazione Finanziaria Annuale con l'obiettivo di soddisfare in maniera chiara e sintetica le esigenze informative degli stakeholder di Eni, favorendo ulteriormente l'integrazione delle informative finanziarie e non. Al fine di evitare duplicazioni e garantire il più possibile la sinteticità delle disclosure, la DNF fornisce un'informativa integrata anche tramite il rinvio ad altre sezioni della Relazione sulla Gestione, alla Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari e alla Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti qualora le tematiche richieste dal D.Lgs. 254/2016 siano già in esse contenute o per ulteriori approfondimenti. In particolare, all'interno della Relazione sulla Gestione sono descritti il modello di business e la governance di Eni, il sistema di Risk Management Integrato e i fattori di rischio e incertezza in cui sono dettagliati i principali rischi, i possibili impatti e le azioni di trattamento, in linea con le richieste informative della normativa italiana. L'integrazione

e la sinteticità sono peraltro alcuni degli elementi distintivi che hanno permesso ad Eni di aggiudicarsi l'edizione 2020 del premio speciale "Oscar di Bilancio per la Dichiarazione Non Finanziaria" promosso da FERPI - Federazione Relazioni Pubbliche Italiana – in collaborazione con Borsa Italiana e Università Bocconi. All'interno della DNF sono dettagliate le Politiche aziendali, i Modelli di gestione e organizzazione, un approfondimento sui rischi ESG (Environmental, Social and Governance), la strategia sui temi trattati, le iniziative più rilevanti dell'anno, le principali performance con relativi commenti e l'analisi di materialità 2020. Nella DNF 2020, per la prima volta sono state inserite le metriche "core" definite dal World Economic Forum² (WEF) nel White Paper "Measuring Stakeholder Capitalism – Towards Common Metrics and Consistent Reporting of Sustainable Value Creation" di settembre 2020. Eni ha annunciato il proprio supporto all'iniziativa, che mira a definire metriche comuni per la creazione di valore di lungo termine e per promuovere ulteriormente la convergenza degli standard e dei principi ESG.

In continuità con gli scorsi anni, inoltre, Eni pubblicherà in occasione dell'Assemblea degli azionisti anche Eni for, il report di sostenibilità di carattere volontario che ha l'obiettivo di approfondire ulteriormente l'informativa non finanziaria. Anche l'edizione 2020 di Eni for includerà l'allegato "Neutralità Carbonica al 2050", e un report dedicato ai diritti umani (Eni for – Human Rights)³. In occasione dell'Assemblea degli Azionisti, Eni pubblicherà una tabella di raccordo con gli standard Exploration & Production del Sustainability Accounting Standards Board (SASB).

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

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

(2) Il raccordo con le metriche "core" del WEF è esposto direttamente nel Content Index in una colonna dedicata, si veda pagg. 187-190.

(3) L'aggiornamento del report Eni for Human Rights sarà pubblicato successivamente a Eni for entro giugno 2021.

	AMBITI DEL D.LGS. 254/2016	MODELLO DI GESTIONE AZIENDALE E GOVERNANCE	POLITICHE PRATICATE	MODELLO DI GESTIONE DEI RISCHI	INDICATORI DI PRESTAZIONE
	RIFERIMENTI TRASVERSALI A TUTTI GLI AMBITI DEL DECRETO	● DNF - Modelli di gestione e organizzazione, pag. 153; Temi materiali di sostenibilità, pag. 182 ● RFA - Modello di business, pagg. 4-5; Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7; Attività di stakeholder engagement, pagg. 18-19; Strategia, pagg. 20-25; Governance, pagg. 32-39 ➤ RCG - Approccio responsabile e sostenibile; Modello di Corporate Governance; Consiglio di Amministrazione; Comitati del Consiglio; Collegio Sindacale; Modello 231	➤ RCG - Il Sistema Normativo di Eni; Principi e valori. Il Codice Etico	● RFA - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Fattori di rischio e incertezza, pagg. 122-146	● RFA - Approccio Responsabile e sostenibile, pagg. 6-7; Eni in sintesi, pagg. 14-17
NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050	CAMBIAMENTO CLIMATICO Art. 3.2, commi a) e b)	● DNF - Neutralità Carbonica al 2050, pagg. 156-162 ● RFA - Strategia, pagg. 20-25 ➤ RCG - Approccio responsabile e sostenibile	● DNF - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 151-152	● DNF - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 154-155	● RFA - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7 ● DNF - Neutralità Carbonica al 2050, pagg. 160-162
ECCELLENZA OPERATIVA	PERSONE Art. 3.2, commi c) e d)	● RFA Governance, pagg. 32-39 ● DNF Persone (occupazione, diversità e inclusione, formazione, relazioni industriali, welfare, salute), pagg. 163-167; Sicurezza, pagg. 168-169	● DNF - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 151-152	● DNF - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 154-155	● RFA - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7 ● DNF - Persone, pagg. 165-167; Sicurezza, pagg. 168-169 ➤ RR - Sommario pp. 12-13
	RISPETTO PER L'AMBIENTE Art. 3.2, commi a), b) e c)	● DNF - Rispetto per l'ambiente (economia circolare, rifiuti, acqua, oil spill, biodiversità), pagg. 169-174	● DNF - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 151-152	● DNF - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 154-155	● RFA - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7 ● DNF - Rispetto per l'ambiente, pagg. 171-174
	DIRITTI UMANI Art. 3.2, comma e)	● DNF - Diritti Umani (security, formazione, segnalazioni), pagg. 174-176 ➤ RCG - Approccio responsabile e sostenibile	● DNF - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 151-152	● DNF - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 154-155	● RFA - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7 ● DNF - Diritti Umani, pagg. 176
	FORNITORI Art. 3.1, comma c)	● DNF - Diritti Umani, pagg. 174-176; Fornitori, pag. 177	● DNF - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 151-152	● DNF - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 154-155	● RFA - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7 ● DNF - Diritti Umani, pagg. 176; Fornitori, pag. 177
	TRASPARENZA E LOTTA ALLA CORRUZIONE Art. 3.2, comma f)	● DNF - Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale, pagg. 178-179	● DNF - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 151-152 ➤ RCG - Principi e valori. Il Codice Etico; Compliance Program Anti-Corruzione	● DNF - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 154-155	● RFA - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7 ● DNF - Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale, pagg. 179
ALLEANZE PER LO SVILUPPO	COMUNITÀ LOCALI Art. 3.2, comma d)	● DNF - Alleanze per la promozione dello sviluppo locale, pagg. 180-181	● DNF - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pagg. 151-152	● DNF - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. 154-155	● RFA - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. 6-7 ● DNF - Alleanze per la promozione dello sviluppo locale, pagg. 181

Gli effetti della pandemia da COVID-19

In un anno in cui il mondo è stato stravolto dall'emergenza sanitaria legata allo scoppio della pandemia da COVID-19, Eni è intervenuta su diversi fronti per gestire le conseguenze sfruttando le proprie competenze maturate in un settore complesso come quello dell'energia, al fine di tutelare la salute dei propri dipendenti e dei contrattisti. Eni ha inoltre lavorato in sinergia con Governi, Istituzioni e ONG locali e internazionali con l'obiettivo di prevenire e contrastare la diffusione della pandemia minimizzandone gli impatti sulle comunità locali, sia in Italia che all'estero.

La gestione dell'emergenza della pandemia - Nonostante la portata e la rapidità con cui la pandemia da COVID-19 si è diffusa in tutto il mondo, Eni è intervenuta in modo tempestivo, anche in virtù delle esperienze maturate in passato nella gestione di epidemie come quella Sars-Cov-1 e di Ebola e grazie agli strumenti normativi, organizzativi e operativi di cui si era dotata già dal 2011 per essere preparata nella gestione di eventi epidemici e pandemici, in attuazione del proprio modello di gestione del rischio Salute, Sicurezza, Ambiente, Security ed Incolumità Pubblica.

Sin da gennaio 2020 è stato avviato un costante flusso comunicativo con le società controllate, sia in Italia che all'estero, con l'obiettivo di monitorare l'evoluzione dell'emergenza e di attuare i necessari provvedimenti preventivi definiti dagli strumenti normativi aziendali e in accordo con le disposizioni delle autorità sanitarie nazionali e internazionali. Eni ha quindi aggiornato il Piano di risposta alle epidemie e pandemie all'interno della procedura di emergenza medica.

In particolare, Eni, tramite il suo Consiglio di Amministrazione, ha definito le linee di indirizzo strategico e di coordinamento anche attraverso la costituzione dell'Unità di Crisi formata da tutte le funzioni centrali competenti di Eni ed avente il ruolo di monitorare la normativa via via vigente e, in applicazione di questa, tenendo conto dell'andamento della pandemia, di indicare le linee di indirizzo strategico per la gestione trasversale dell'emergenza sanitaria, definendo misure tecniche e organizzative da attuare per il

contenimento della diffusione dell'infezione nei luoghi di lavoro. Sulla base delle indicazioni dell'Unità di Crisi, ogni datore di lavoro ha posto in essere le misure e le azioni operative idonee rispetto alla propria unità produttiva tenuto conto delle specificità degli ambienti di lavoro, per il contrasto e il contenimento della diffusione del virus, principalmente in materia di: i) comunicazione, informazione e formazione; ii) igiene e prevenzione; iii) gestione e utilizzo DPI (Dispositivi di protezione individuale); iv) sanificazione degli ambienti di lavoro; v) riorganizzazione delle modalità di lavoro e lavoro agile; vi) accesso ai luoghi di lavoro e alle aree di aggregazione; vii) gestione dei casi sospetti e casi confermati; viii) sorveglianza sanitaria e tutela dei lavoratori fragili; ix) mantenimento dei servizi essenziali e *business continuity plan*.

Nel mese di marzo 2020, tutti i dipendenti con mansioni che non necessitano di una presenza fisica sul posto di lavoro hanno iniziato a svolgere la propria attività professionale da remoto. Nell'arco di pochi giorni Eni si è organizzata in modo tale che il 99% del personale degli uffici e in totale circa l'87% del totale del personale non turnista (quasi 14.400 dipendenti) potessero proseguire le loro attività in smart working, garantendo la tenuta dell'infrastruttura informatica (per maggiori dettagli si veda Rischio cyber security, pagg. 145-146) e mettendo a disposizione circa 3.000 PC, Hot Spot e monitor. Al contempo, sono stati organizzati i rientri dalle sedi estere di circa 500 colleghi espatriati, predisponendo le necessarie misure logistiche anche tramite voli dedicati.

Ulteriori azioni aggiuntive e complementari sono state attivate a supporto delle istituzioni sanitarie e importanti iniziative sono state messe in atto a favore delle persone Eni (per maggiori info si vedano le sezioni su Persone e Salute, pagg. 163-167) e a sostegno della Salute delle Comunità in coerenza con le esigenze raccolte e l'evoluzione dei piani sanitari nazionali e territoriali (si veda il capitolo Alleanze per la promozione dello sviluppo locale, pagg. 180-181). Infine, per maggiori informazioni sugli impatti della pandemia sull'andamento operativo di Eni si veda pagg. 89-91.

La mission aziendale

La mission di Eni – approvata dal Consiglio di Amministrazione nel settembre 2019 – mostra il percorso che la società ha intrapreso per affrontare la sfida principale del settore energetico: garantire a tutti l'accesso ad un'energia efficiente e sostenibile, riducendo al tempo stesso le emissioni climalteranti, al fine di contrastare il cambiamento climatico in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi.

Nonostante il contesto complesso dovuto all'emergenza sanitaria, Eni ha deciso di accelerare il proprio percorso di trasformazione impegnandosi a raggiungere la totale decarbonizzazione di tutti i prodotti e processi entro il 2050 (per maggiori dettagli si veda il capitolo Strategia pagg. 20-25 e il capitolo Neutralità Carbonica al 2050 pagg. 156-162).

La mission, che si ispira ai 17 SDG al cui raggiungimento Eni

intende contribuire cogliendo nuove opportunità di business, conferma, quindi, l'impegno di Eni per una transizione energetica socialmente equa (Just Transition).

Questo è possibile grazie alle persone di Eni, alla passione e alla spinta verso l'innovazione continua, al rispetto e alla promozione dei diritti umani, considerando la diversità come una risorsa, all'integrità nella gestione del business e alla tutela dell'ambiente. Inoltre, è necessario considerare che il raggiungimento degli SDG richiede una collaborazione senza precedenti tra il settore pubblico e il privato, come annunciato nella conferenza internazionale sui finanziamenti allo sviluppo di Addis Abeba del 2015. Da qui l'impegno di Eni nella definizione e costruzione di cooperazioni con partner impegnati sul territorio e riconosciuti a livello internazionale.

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

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

Tutte le attività operative di Eni sono riconducibili a una mappa di processi funzionali all'attività aziendale e integrati con le esigenze e principi di controllo esplicitati nei modelli di compliance e governance e basati sullo Statuto, sul Codice Etico, sul Codice di Autodisciplina 2018 e sul Codice di Corporate Governance 2020⁴, sul Modello 231, sui principi SOA⁵ e sul CoSo Report⁶.

QUADRO DI RIFERIMENTO GENERALE DEL SISTEMA NORMATIVO



Relativamente alle tipologie di strumenti che compongono il Sistema Normativo:

- le **Policy**, approvate dal Consiglio di Amministrazione, sono documenti inderogabili che definiscono i principi e le regole generali di comportamento che devono ispirare tutte le attività svolte da Eni al fine di garantire il conseguimento degli obiettivi aziendali, tenuto conto di rischi e opportunità. Le Policy, trasversali ai processi, sono focalizzate su un elemento chiave della gestione d'impresa; si applicano a Eni SpA e, previo recepimento, a tutte le società controllate;
- le **Management System Guideline ("MSG")** rappresentano le linee guida comuni a tutte le realtà Eni e possono essere di processo o di compliance e governance (queste ultime approvate di norma dal Consiglio di Amministrazione) ed includono aspetti di sostenibilità. Le singole MSG emesse da Eni SpA si applicano alle società controllate, che ne assicurano il recepimento, salvo esigenze di deroga;
- le **Procedure** definiscono le modalità operative con cui le attività della società devono essere svolte. Descrivono compiti e responsabilità dei referenti organizzativi coinvolti, modalità di gestione e controllo e flussi di comunicazione. Regolamenta-

no l'operatività anche al fine di perseguire gli obiettivi di compliance alle normative locali. Il contenuto è definito nel rispetto delle Policy e delle MSG così come recepite dalle società;

- le **Operating Instruction** definiscono il dettaglio delle modalità operative riferite ad una specifica funzione/unità organizzativa/area professionale o famiglia professionale, ovvero alle persone e funzioni Eni coinvolte negli adempimenti nelle stesse disciplinati.

Gli strumenti normativi sono pubblicati sul sito intranet aziendale e, in alcuni casi, sul sito internet della Società. Inoltre, nel 2020 Eni ha aggiornato il proprio **Codice Etico** in cui ha rinnovato i valori aziendali che caratterizzano l'impegno delle persone di Eni e di tutte le terze parti che lavorano con l'azienda: integrità, rispetto e tutela dei diritti umani, trasparenza, promozione dello sviluppo, eccellenza operativa, innovazione, team work e collaborazione. Nella prima delle due tabelle successive (pag. 152), oltre alle Policy e al Codice Etico, sono considerati anche altri strumenti normativi Eni, approvati dall'AD e/o dal CdA. Nella seconda tabella (pag. 153) sono invece riportati i modelli di gestione e organizzazione, tra cui sistemi di gestione, piani pluriennali, processi e gruppi di lavoro inter-funzionali.

(4) Si ricorda che il 23 dicembre 2020, il Consiglio di Amministrazione di Eni ha deliberato l'adesione al nuovo Codice, le cui raccomandazioni sono applicabili a partire dal 1° gennaio 2021. Pertanto, a partire da tale data, ruoli, responsabilità e strumenti normativi devono tenere conto delle nuove raccomandazioni in materia previste dal nuovo Codice, nonché delle decisioni assunte dal Consiglio di Amministrazione in merito alle modalità applicative delle stesse raccomandazioni.

(5) Sarbanes-Oxley Act, legge statunitense del 2002.

(6) Framework emesso dal "Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (CoSO)" nel maggio 2013.



CAMBIAMENTO CLIMATICO

OBIETTIVO

Contrastare il cambiamento climatico

DOCUMENTI PUBBLICI

Policy "La sostenibilità", Posizione di Eni sulle biomasse, Eni's responsible engagement on climate change, in business associations, Piano strategico 2021-2024: verso l'obiettivo zero emissioni (febbraio 2021)

PRINCIPI

- decarbonizzazione totale di tutti i prodotti e i processi entro il 2050;
- riduzione dell'impronta carbonica verso l'azzeramento delle emissioni con il contributo delle iniziative di Forestry e CCS
- sviluppare e implementare nuove tecnologie per la riduzione delle emissioni climateranti e la produzione più efficiente di energia
- assicurare una gestione sostenibile delle biomasse lungo l'intera catena di fornitura
- assicurare coerenza e trasparenza nelle attività delle associazioni con la strategia Eni relativa ai cambiamenti climatici e alla transizione energetica, in linea con le aspettative degli stakeholder



PERSONE, SALUTE E SICUREZZA

OBIETTIVO

Valorizzare le persone Eni e tutelarne la salute e la sicurezza

DOCUMENTI PUBBLICI

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

PRINCIPI

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



RISPETTO PER L'AMBIENTE

OBIETTIVO

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

DOCUMENTI PUBBLICI

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

PRINCIPI

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



DIRITTI UMANI

OBIETTIVO

Rispettare i diritti umani

DOCUMENTI PUBBLICI

Policy "La sostenibilità", "Le nostre persone", "I nostri partner della catena del valore", "Segnalazioni, anche anonime, ricevute da Eni SpA e da società controllate in Italia e all'estero", "Alaska Indigenous Peoples", Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani, Codice di condotta fornitori

PRINCIPI

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



TRASPARENZA E LOTTA ALLA CORRUZIONE

OBIETTIVO

Contrastare ogni forma di corruzione senza alcuna eccezione

DOCUMENTI PUBBLICI

Management System Guideline "Anti-corruzione", Policy "I nostri partner della catena del valore", Linee Guida in Ambito Fiscale (Tax strategy), Posizione di Eni sulla trasparenza contrattuale

PRINCIPI

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



COMUNITÀ LOCALI

OBIETTIVO

Favorire la relazione con le comunità locali e contribuire a uno sviluppo sostenibile anche attraverso partnership pubblico-private

DOCUMENTI PUBBLICI

Policy "La sostenibilità", "Alaska Indigenous Peoples", Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani

PRINCIPI

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

MODELLI DI GESTIONE E ORGANIZZAZIONE

CAMBIAMENTO CLIMATICO	→ Nuova organizzazione per essere leader della transizione energetica con due Direzioni Generali: • Natural Resources, per la valorizzazione sostenibile del portafoglio upstream Oil & Gas, per l'efficienza energetica e la cattura della CO₂. • Energy Evolution, per l'evoluzione dei business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio, blue e green → Funzione organizzativa centrale dedicata che sovraintende la strategia e il posizionamento sul cambiamento climatico → Programma Tecnologie per la Transizione energetica e le biomasse: per promuovere la ricerca e l'innovazione tecnologica relative allo sfruttamento della risorsa gas in un'ottica di piena integrazione con le fonti rinnovabili, all'utilizzo delle biomasse e alla valorizzazione dei materiali di scarto in riferimento alla loro possibile applicazione nel processo di ridefinizione del mix energetico → Sistemi di gestione dell'energia coordinati con la norma ISO 50001, inclusi nel sistema normativo HSE, per il miglioramento delle performance energetiche e già implementati in tutti i principali siti mid-downstream e in fase di estensione a tutta Eni
PERSONE	→ Processo di gestione e pianificazione occupazionale funzionale ad allineare le competenze alle esigenze tecnico-professionali → Strumenti per la gestione e sviluppo per coinvolgimento, crescita e aggiornamento professionale, scambio di esperienze inter-generazionali e inter-culturali, costruzione di percorsi di sviluppo manageriale trasversali e professionale nelle aree tecniche core, valorizzazione e inclusione delle diversità → Gruppo di lavoro per la definizione degli impatti della Digital Transformation sui Ruoli/Competenze. Sviluppo di Strumenti Innovativi per la Gestione HR → Sistema di gestione della qualità della formazione aggiornato e conforme alla Norma ISO 9001:2015 → Sistema di knowledge management per l'integrazione e condivisione del know-how ed esperienze professionali → Sistema di gestione delle relazioni industriali a livello nazionale e internazionale: modello partecipativo e piattaforma di strumenti operativi per favorire il coinvolgimento del personale, in accordo alle convenzioni ILO (International Labour Organization) e alle indicazioni dell'Institute for Human Rights and Business → Sistema di welfare per la conciliazione vita-lavoro e potenziamento servizi al dipendente e familiari
SALUTE	→ Sistema di gestione integrato ambiente, salute e sicurezza basato su una piattaforma operativa di provider sanitari qualificati e collaborazioni con istituzioni e centri di ricerca universitari e governativi nazionali e internazionali → Medicina del lavoro per la tutela della salute e della sicurezza dei lavoratori, in relazione all'ambiente di lavoro, ai fattori di rischio professionali e alle modalità di svolgimento dell'attività lavorativa e Sistema di assistenza e promozione della salute per l'erogazione di servizi sanitari coerenti con le risultanze delle analisi dei bisogni e dei contesti epidemiologici, operativi e legislativi → Preparazione e risposta alle emergenze sanitarie, compresi i piani di risposta alle epidemie e pandemie → Salute per le comunità: iniziative volte al mantenimento, protezione e/o miglioramento dello stato di salute delle Comunità
SICUREZZA	→ Sistema di gestione integrato ambiente, salute e sicurezza dei lavoratori certificato ai sensi della Norma OHSAS 18001/ISO 45001 con la finalità di eliminare o ridurre i rischi a cui i lavoratori sono esposti nello svolgimento delle proprie attività lavorative → Sistema di gestione della sicurezza di processo con lo scopo di prevenire rischi di incidente significativo con l'applicazione di elevati standard gestionali e tecnici (applicazione di best practice per progettazione, gestione operativa, manutenzione e dismissione degli asset) → Preparazione e risposta alle emergenze con piani che pongono al primo posto la tutela delle persone e dell'ambiente → Sistema di gestione della sicurezza di prodotto per la valutazione dei rischi legati a produzione, importazione, immissione sul mercato, acquisto ed utilizzo di sostanze/miscele al fine di assicurare la salute umana e la tutela dell'ambiente lungo l'intero ciclo di vita → Gruppo di lavoro per la definizione di metodologie e strumenti per la gestione del Fattore Umano nella prevenzione degli incidenti
RISPETTO PER L'AMBIENTE	→ Sistema di gestione integrato ambiente, salute e sicurezza: adottato in tutti gli stabilimenti e unità produttive e certificato ai sensi della Norma ISO 14001:2015 per la gestione ambientale → Applicazione processo ESHIA (Environmental Social & Health Impact Assessment) in tutti i progetti → Tavoli tecnici per analisi e condivisione delle esperienze su specifiche tematiche ambientali ed energetiche → Green Sourcing: modello di individuazione di analisi e requisiti tecnici per la selezione di prodotti e fornitori con migliori performance ambientali → Analisi di circolarità sito-specifiche: mappatura di elementi già presenti, misurazione e individuazione di possibili interventi di miglioramento → Analisi Legislativa Ambientale Internazionale: approfondimento delle legislazioni vigenti in ambito nazionale ed internazionale per matrice ambientale e definizione di un Ranking di sviluppo normativo per Paese analizzato
DIRITTI UMANI	→ Processo di gestione dei Diritti Umani regolato da uno strumento normativo interno → Attività inter-funzionali su Business e Diritti Umani per allineare ulteriormente i processi ai principali standard e best practice internazionali → Analisi degli impatti sui diritti umani (Human Rights Impact Assessment), con un modello di prioritizzazione risk based dei progetti industriali → Sistema di gestione della security finalizzato a garantire il rispetto dei diritti umani in tutti i Paesi, in particolare per quelli ad alta criticità → Piano triennale di formazione e-learning sulle principali aree di interesse sui diritti umani
TRASPARENZA E LOTTA ALLA CORRUZIONE	→ Modello 231: definisce le responsabilità, attività sensibili e protocolli di controllo in materia di reati di corruzione ai fini del D.Lgs. 231/01 (riferito anche ai reati ambientali, e relativi alla salute e sicurezza dei lavoratori) → Compliance Program Anti-Corruzione: sistema di regole e controlli per la prevenzione dei reati di corruzione → Riconoscimenti del Compliance Program Anti-Corruzione di Eni SpA: certificato ai sensi della Norma ISO 37001:2016 → Unità anti-corruzione collocata nella funzione "Compliance Integrata" alle dirette dipendenze dell'AD → Partecipazione di Eni alle attività del multistakeholder group locali di EITI per promuovere un uso responsabile delle risorse, favorendo la trasparenza
FORNITORI	→ Processo di Procurement volto a verificare, mediante attività di qualifica, selezione e assegnazione contratti, gestione e monitoraggio dei fornitori, il possesso dei requisiti Eni su affidabilità, etica ed onorabilità, salute, sicurezza, tutela dell'ambiente e dei diritti umani anche attraverso assessment condotti sulla base di parametri di valutazione ispirati al Social Accountability Standard (SA8000) → JUST: iniziativa finalizzata a coinvolgere i fornitori nel percorso di transizione energetica
COMUNITÀ LOCALI	→ Referente di sostenibilità a livello locale, che si interfaccia con la sede centrale per definire i programmi di sviluppo per le comunità locali (Local Development Programme) in linea con i piani di sviluppo nazionali, ad integrazione dei processi di business → Applicazione processo ESHIA (Environmental Social & Health Impact Assessment) in tutti i progetti di business → Piattaforma Stakeholder Management System finalizzata alla gestione e al monitoraggio delle relazioni con gli stakeholder locali e dei grievance → Processo di gestione della sostenibilità nel ciclo di business e specifiche progettuali secondo metodologie internazionali (es. Logical Framework)
INNOVAZIONE E DIGITALIZZAZIONE	→ Funzione Ricerca & Sviluppo centralizzata per meglio condividere e valorizzare il know-how → Gestione dei progetti di Innovazione Tecnologica secondo le best practice (pianificazione e controllo per fasi secondo la maturità della tecnologia) → Continuo aggiornamento delle procedure relative alla protezione della proprietà intellettuale e all'individuazione dei fornitori di prestazioni/servizi professionali

Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione

Per l'analisi e la valutazione dei rischi, Eni si è dotata di un Modello di Risk Management Integrato con l'obiettivo di consentire al management di assumere decisioni consapevoli con una visione complessiva e prospettica⁷. I rischi sono valutati con strumenti quantitativi e qualitativi prendendo in considerazione anche gli impatti sull'ambiente, su salute e sicurezza, gli impatti sociali e reputazionali. I risultati del risk assessment, inclusi i principali rischi ESG (Environmental, Social and Governance), vengono sottoposti con cadenza semestrale al CdA e al Comitato Controllo e Rischi. È opportuno evidenziare che nel corso del 2020, l'impatto del rischio Climate Change, già top risk, è aumentato per gli effetti della transizione ener-

gica sul modello di business di Eni e del conseguente impegno del management nella definizione del Piano Strategico di Lungo Termine. Inoltre, si segnala che a causa della pandemia COVID-19 nel 2020 è diventato top risk il rischio biologico, valutato sia come rischio sulla salute delle persone, sia come rischio sistemico in grado di influenzare il portafoglio rischi Eni nel suo insieme e, in particolare, i rischi di mercato, paese e operativi. Nella tabella sottostante si riporta una vista sintetica dei rischi ESG di Eni classificati in funzione degli ambiti del Decreto Legislativo 254/2016. Per ogni evento di rischio sono riportati la tipologia di rischio – top risk e non – e i riferimenti di pagina dove sono esposte le principali azioni di trattamento.

MODELLO DI GESTIONE DEI RISCHI

AMBITI DEL D.LGS. 254/2016	EVENTO DI RISCHIO	TOP RISK	PRINCIPALI AZIONI DI TRATTAMENTO
RISCHI TRASVERSALI	→ Rischi connessi alle attività di ricerca e sviluppo		DNF - Neutralità carbonica, pagg. 156-162; Sicurezza, pagg. 168-169; Rispetto per l'ambiente, pagg. 169-174.
	→ Cyber Security	■	RFA - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Rischio cyber security, pagg. 145-146
	→ Rapporti con gli stakeholder	■	RFA - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Rischio Paese, pagg. 126-127; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 131-133 DNF - Alleanze per la promozione dello sviluppo locale, pagg. 180-181
	→ Instabilità politica e sociale e Global security risk	■	RFA - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Rischio Paese, pagg. 126-127
 NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050	CAMBIAMENTO CLIMATICO		
	Art. 3.2, commi a) e b) → Rischio Climate Change e rischi connessi alla transizione energetica	■	RFA - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pagg. 133-134; Rischio climate change, pagg. 128-131 DNF - Neutralità Carbonica al 2050 (risk management), pagg. 158-159

■ Top risk

(7) Per maggiori informazioni si veda il capitolo Risk Management Integrato, a pagg. 26-31.

MODELLO DI GESTIONE DEI RISCHI

	AMBITI DEL D.LGS. 254/2016	EVENTO DI RISCHIO	TOP RISK	PRINCIPALI AZIONI DI TRATTAMENTO
 ECCELLENZA OPERATIVA	PERSONE Art. 3.2, commi c) e d)	→ Rischio Biologico ovvero diffusione di pandemie ed epidemie con potenziali impatti sulle persone e sui sistemi sanitari nonché sul business	■	RFA - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 131-133; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pagg. 133-134; Gestione emergenza COVID-19, pagg. 141-142
		→ Rischi su salute e sicurezza delle persone: • Infortuni a lavoratori e contrattisti • Incidenti di process safety e asset integrity	■	DNF - Persone, pagg. 163-167, Sicurezza, pagg. 168-169
		→ Rischi connessi al portafoglio competenze		
	RISPETTO PER L'AMBIENTE Art. 3.2, commi a), b) e c)	→ Blow out	■	RFA - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 131-133; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pagg. 133-134; Evoluzione della regolamentazione ambientale pp. 134-139; Rischio idrico pp. 139-140; Gestione emergenze e spill pp. 140-141
		→ Incidenti di process safety e asset integrity	■	
		→ Rischio normativo settore energy	■	
		→ Permitting	■	
		→ Rischi in materia ambientale (es. scarsità idrica, oil spill, rifiuti, biodiversità)		DNF - Rispetto per l'ambiente, pagg. 169-174
	DIRITTI UMANI Art. 3.2, comma e)	→ Rischi connessi alla violazione dei diritti umani (diritti umani nella catena di fornitura, diritti umani nella security, diritti umani nel posto di lavoro, diritti umani nelle comunità locali)		DNF - Diritti Umani (gestione dei rischi), pagg. 174-176
	FORNITORI Art. 3.1, comma c)	→ Rischi connessi alle attività di procurement		DNF - Fornitori (gestione dei rischi), pag. 177
 ALLEANZE PER LO SVILUPPO	TRASPARENZA E LOTTA ALLA CORRUZIONE Art. 3.2, comma f)	→ Indagini e contenziosi in materia: • Ambiente, salute e sicurezza • Corruzione	■	RFA - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Coinvolgimento in procedimenti legali e indagini anti-corruzione, pag. 145
		→ Rischi connessi alla Corporate Governance		RFA - Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, pagg. 38-39 DNF - Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale, pagg. 178-179
	COMUNITÀ Art. 3.2, comma d)	→ Rischi connessi al local content		RFA - Risk Management Integrato, pagg. 26-31; Rischio Paese, pagg. 126-127; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. 131-133 DNF - Alleanze per la promozione dello sviluppo locale, pagg. 180-181

 Top risk



NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050



Eni, consapevole dell'emergenza climatica in atto, vuole essere parte attiva di un percorso virtuoso del settore energetico di contributo alla neutralità carbonica entro il 2050, al fine di mantenere il surriscaldamento medio globale entro la soglia di 1,5°C a fine secolo. Eni è da tempo impegnata nel promuovere una disclosure completa ed efficace in materia di cambiamento climatico e in tal senso conferma l'impegno verso l'implementazione delle raccomandazioni della Task Force on Climate Related Financial Disclosure (TCFD) del Financial Stability Board.

Leadership nella disclosure – Eni è stata l'unica società Oil & Gas coinvolta fin dall'inizio dei lavori nella TCFD ed ha contribuito a sviluppare le raccomandazioni volontarie per la rendicontazione delle aziende in tema di climate change. La trasparenza nella rendicontazione connessa al cambiamento climatico e la strategia messa in atto dall'azienda hanno permesso ad Eni di essere confermata, anche nel 2020, nella fascia di leadership del programma CDP Climate Change⁸. Il punteggio ottenuto da Eni, pari ad A-, è stato eguagliato solo da poche altre compagnie del settore Oil & Gas e risulta largamente superiore alla media globale attestata sullo score C, in una scala di valutazione da D (minimo) ad A (massimo). Inoltre, nel 2020 l'assessment di TPI⁹ ha riconosciuto ad Eni per la prima volta, la massima valutazione nell'ambito del *management quality*, in ragione della completezza della strategia di decarbonizzazione, ed un posizionamento di alto livello sulla performance emissiva dei prodotti venduti (*carbon performance*). Nello stesso periodo Carbon Tracker¹⁰ ha pubblicato un'analisi, relativa al potenziale rischio di investimento del settore upstream delle principali compagnie Oil & Gas negli scenari di transizione, in cui Eni si classifica al primo posto, distinguendosi per l'ambizione dei target di riduzione di emissioni GHG, per la competitività dei futuri progetti e per uno scenario di prezzo degli idrocarburi di medio-lungo termine tra i più conservativi del settore.

Impegno nelle partnership – Tra le numerose iniziative internazionali sul clima a cui Eni partecipa, l'AD di Eni siede

nello Steering Committee della "Oil and Gas Climate Initiative" (OGCI). Costituita nel 2014 da 5 società Oil & Gas, tra cui Eni, OGCI conta oggi dodici società, che rappresentano circa un terzo della produzione globale di idrocarburi. Per rafforzare l'impegno nella riduzione delle emissioni operative, OGCI ha comunicato nel 2020 un nuovo target collettivo per la riduzione dell'intensità emissiva GHG (Scope 1+2) degli asset operati upstream¹¹, coerente con quanto previsto dagli scenari in linea con l'Accordo di Parigi. L'obiettivo si aggiunge a quello per la riduzione dell'intensità emissiva di metano annunciato nel 2018¹². Inoltre, è proseguito l'impegno nell'investimento congiunto in un fondo di oltre 1 miliardo di dollari, finalizzato allo sviluppo di tecnologie capaci di ridurre le emissioni GHG dell'intera filiera energetica su scala globale e proseguendo nell'iniziativa lanciata nel 2019 (CCUS KickStarter) per promuovere la commercializzazione su larga scala e a livello mondiale della tecnologia CCUS (Cattura, Uso e Stoccaggio della CO₂).

Eni promuove la necessità di omogeneizzare le metodologie utilizzate per il reporting sui GHG al fine di rendere comparabili le performance e i target di decarbonizzazione del settore Oil & Gas. In questo senso Eni collabora con la Science Based Target initiative (SBTi), che sta lavorando alla definizione di linee guida e standard applicabili al settore per definire Target di Decarbonizzazione in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi. Inoltre, a dicembre 2020 Eni, insieme ad altre 7 compagnie, ha aderito all'iniziativa Energy Transition Principles, impegnandosi ad aumentare la trasparenza e la coerenza del reporting sulle emissioni GHG e gli obiettivi di Net Carbon Intensity.

L'informativa sulla Neutralità Carbonica al 2050 è strutturata secondo le quattro aree tematiche oggetto di raccomandazione della TCFD: governance, risk management, strategia e metriche e obiettivi. Di seguito sono presentati gli elementi chiave di ciascuna tematica; per una disamina completa si rimanda al report Eni for 2020 - Neutralità Carbonica al 2050¹³; ulteriori approfondimenti saranno disponibili nella risposta Eni al questionario CDP Climate Change 2021.

(8) CDP (ex Carbon Disclosure Project) è un'organizzazione riconosciuta a livello internazionale tra le istituzioni di riferimento nella valutazione della performance e della strategia sul clima delle imprese quotate.

(9) Transition Pathway Initiative, iniziativa globale guidata da investitori che valuta il progresso delle compagnie nella transizione low carbon. Il report pubblicato a settembre 2020 costituisce un aggiornamento della prima valutazione TPI pubblicata nel 2019.

(10) Think tank finanziario indipendente che da anni conduce analisi per valutare l'impatto della transizione energetica sui mercati finanziari.

(11) Pari a 20 kgCO₂eq./boe al 2025 rispetto alla baseline di 23 kgCO₂eq./boe nel 2017 (una riduzione del 13%).

(12) Target collettivo per ridurre l'intensità delle emissioni di metano delle attività upstream a 0,25% entro il 2025 rispetto al valore di 0,32% del 2017.

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

RACCOMANDAZIONI TCFD		RFA 2020	REPORT DI SOSTENIBILITÀ 2020
		Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario	Addendum Eni For - Neutralità Carbonica al 2050
GOVERNANCE			
Rappresentare la governance dell'azienda in riferimento ai rischi e opportunità connesse al cambiamento climatico.	a) Sorveglianza da parte del CdA		✓
	b) Ruolo della direzione	✓ Elementi chiave	✓
STRATEGIA			
Rappresentare gli impatti attuali e potenziali dei rischi e delle opportunità connesse al cambiamento climatico sui business, sulla strategia e sulla pianificazione finanziaria laddove l'informazione è materiale.	a) Rischi e opportunità legati al clima		✓
	b) Incidenza dei rischi e delle opportunità legati al clima	✓ Elementi chiave	✓
	c) Resilienza della strategia		✓
RISK MANAGEMENT			
Rappresentare come l'azienda individua, valuta e gestisce i rischi connessi al cambiamento climatico.	a) Processi di individuazione e valutazione		✓
	b) Processi di gestione	✓ Elementi chiave	✓
	c) Integrazione nella gestione complessiva dei rischi		✓
METRICHE & TARGET			
Rappresentare le metriche e i target utilizzati per valutare e gestire i rischi e le opportunità connesse al cambiamento climatico laddove l'informazione è materiale.	a) Metriche utilizzate		✓
	b) Emissioni GHG	✓ Elementi chiave	✓
	c) Target		✓

GOVERNANCE

Ruolo del CdA. La strategia di decarbonizzazione di Eni è inserita in un sistema strutturato di Corporate Governance in cui CdA e AD hanno un ruolo centrale nella gestione dei principali aspetti legati al cambiamento climatico. Il CdA esamina ed approva, su proposta dell'AD, il Piano Strategico in cui sono definiti strategie ed obiettivi riferiti anche al cambiamento climatico ed alla transizione energetica. A partire dal 2014 il CdA è supportato, nello svolgimento delle proprie attività, dal Comitato Sostenibilità e Scenari (CSS) con cui approfondisce, con cadenza periodica, l'integrazione tra strategia, scenari evolutivi e sostenibilità del business nel medio-lungo termine. Nel corso del 2020 il CSS ha approfondito in tutte le sedute gli aspetti relativi al cambiamento climatico, tra cui gli esiti della Conferenza delle Nazioni Unite sui cambiamenti Climatici del 2019 (COP25), gli scenari energetici, lo stato dell'arte in materia di ricerca e sviluppo per la transizione energetica, la strategia di decarbonizzazione di Eni, le attività forestry e le partnership sul clima, il coinvolgimento responsabile di Eni nelle politiche climatiche all'interno delle associazioni di categoria, le riso-

luzioni sul clima e la disclosure assembleare dei peers di riferimento¹⁴. A partire dal 2019, il CdA esamina ed approva il Piano di medio-lungo termine di Eni, finalizzato a garantire la sostenibilità del portafoglio dei business in un orizzonte temporale fino al 2050, in coerenza con quanto previsto nel Piano Strategico Quadriennale. Per quanto riguarda il CdA in carica dal 13 maggio 2020, diversi componenti del CdA in carica possono vantare un'esperienza su tematiche ESG¹⁵. Subito dopo la nomina del Consiglio e del Collegio Sindacale è stato realizzato un programma di formazione (cd. "board induction") per amministratori e sindaci che ha riguardato, tra l'altro, tematiche relative al percorso di decarbonizzazione e alla sostenibilità ambientale e sociale delle attività di Eni. L'esposizione economico finanziaria di Eni al rischio derivante dall'introduzione di nuovi meccanismi di carbon pricing è esaminata dal CdA sia nella fase preliminare di autorizzazione del singolo investimento, che in quella successiva di monitoraggio semestrale dell'intero portafoglio progetti. Il CdA è inoltre informato annualmente sul risultato dell'impairment test effettuato sulle principali Cash Generating Unit del settore E&P ed elaborato con l'introduzione di

(14) Per approfondimenti si rinvia al paragrafo "Comitato Sostenibilità e Scenari" della Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2020.

(15) In particolare, oltre all'Amministratore Delegato, la Consigliera Litvack e il Consigliere Guindani, rispettivamente attuale e precedente Presidente del Comitato Sostenibilità e Scenari, nonché i Consiglieri Piccinno e Vermeir. Per maggiori approfondimenti, si rinvia alle biografie dei Consiglieri pubblicate sul sito internet eni.com, sezione Governance: <https://www.eni.com/it-IT/chi-siamo/governance/consiglio-amministrazione.html>.

una carbon tax valorizzata sulla base dello IEA¹⁶ Sustainable Development Scenario SDS (cfr. pagine 128-131, par. "Rischio Climate Change"). Infine il CdA è trimestralmente informato sugli esiti delle attività di risk assessment e monitoraggio dei top risk di Eni, tra cui è incluso il climate change.

Ruolo del management. Tutte le strutture aziendali sono coinvolte nella definizione e attuazione della strategia di neutralità carbonica e, al fine di favorire il percorso di transizione energetica, nel corso del 2020 Eni si è dotata di un nuovo assetto organizzativo con due Direzioni Generali: Natural Resources, attiva nella valorizzazione sostenibile del portafoglio upstream Oil & Gas, nella commercializzazione del gas all'ingrosso e nei progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e stoccaggio della CO₂ ed Energy Evolution, attiva nell'evoluzione dei business di generazione, e nella trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio, blue e green, anche attraverso la fusione dei business retail e rinnovabili. Dal 2019 le tematiche relative alla strategia sul clima sono parte della pianificazione di lungo termine e gestite dall'area CFO attraverso strutture dedicate con lo scopo di sovrintendere al processo di definizione della strategia climatica Eni e del relativo portafoglio di iniziative, in linea con gli accordi internazionali sul clima. L'impegno strategico per la riduzione dell'impronta carbonica è parte dei traguardi essenziali dell'azienda e si riflette quindi anche nei Piani di Incentivazione Variabile destinati all'AD e al management aziendale. In particolare, il Piano di Incentivazione di Lungo Termine di tipo azionario 2020-2022 prevede uno specifico obiettivo su temi di sostenibilità ambientale e transizione energetica (peso complessivo 35%), articolato sui traguardi connessi ai processi di decarbonizzazione, transizione energetica e all'economia circolare, in coerenza con gli obiettivi comunicati al mercato e in un'ottica di allineamento agli interessi di tutti gli stakeholder. Il Piano di Incentivazione di Breve Termine con differimento 2021 (IBT) è strettamente connesso alla strategia aziendale, in quanto orientato a misurare il raggiungimento degli obiettivi annuali in coerenza con i nuovi obiettivi di decarbonizzazione di Eni. In particolare, viene utilizzato l'indicatore di riduzione dell'intensità emissiva upstream su base equity che include le emissioni indirette (c.d. Scope 2) e le attività non operate. A partire da quest'anno il Piano IBT includerà anche l'indicatore di capacità installata incrementale delle fonti rinnovabili, in sostituzione dell'indicatore relativo alle risorse esplorative, a sostegno della strategia relativa alla transizione energetica. Ciascuno di questi indicatori è assegnato all'AD con un peso del 12,5% e a tutto il management aziendale secondo pesi coerenti con le responsabilità attribuite.

RISK MANAGEMENT

Il processo per identificare e valutare i rischi e le opportunità *climate-related* è parte del Modello di Risk Management Integrato Eni sviluppato per assicurare che il management prenda decisioni che tengano conto dei rischi correnti e potenziali, anche di medio e lungo termine, in un'ottica integrata, complessi-

va e prospettica. Alla luce del legame tra la gestione dei rischi e delle opportunità e gli obiettivi strategici di Eni il processo RMI parte dal contributo alla definizione dei piani di medio e lungo termine e del Piano quadriennale di Eni, (obiettivi e azioni con valenza di de-risking), e prosegue con il sostegno all'attuazione dei suddetti piani attraverso periodici cicli di risk assessment e monitoraggio. Il processo RMI assicura la rilevazione, il consolidamento e l'analisi di tutti i rischi Eni e supporta il CdA nella verifica di compatibilità del profilo di rischio con gli obiettivi strategici, anche in ottica di medio lungo termine. I rischi sono:

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

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

Scenario di mercato. L'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA) identifica due principali percorsi di possibile evoluzione del sistema energetico: lo scenario STEPS (Stated Policies Scenario) che include le politiche attuate e programmate dai Governi e uno scenario decarbonizzato (SDS, Sustainable Development Scenario) che persegue i principali obiettivi energetici di sviluppo sostenibile, tra cui il contenimento dell'aumento della temperatura in linea con l'Accordo di Parigi. Nello scenario SDS, considerato da Eni come principale riferimento per valutare i rischi e le opportunità connessi alla transizione energetica, le fonti fossili mantengono un ruolo centrale nel mix energetico (Oil & Gas pari al 46% del mix nel 2040) sebbene in tale scenario la domanda globale di energia al 2040 sia attesa in calo rispetto ad oggi (-9,6% vs. 2019, CAGR¹⁷ 2019-2040 -0,5%). In particolare, il gas naturale mantiene la sua quota nel mix energetico (23%), e si presenta come la fonte fossile con migliori prospettive future sia per l'integrazione con le fonti rinnovabili sia per la sostituzione di altre fonti a maggior impatto ambientale soprattutto nei Paesi emergenti. La domanda di petrolio prevede invece un picco immediato entro i prossimi due anni e una successiva progressiva riduzione in quasi tutti i Paesi (ad eccezione di India e Africa Sub-Sahariana). Ciò nonostante, rimane la necessità di significativi investimenti upstream per compensare il calo della produzione dai campi esistenti, anche se permane un'incertezza legata all'influenza che evoluzioni normative e breakthrough tecnologici potrebbero avere sullo scenario. Le rinnovabili assumeranno invece un'importanza crescente nel

(16) International Energy Agency.

(17) CAGR: tasso annuo di crescita composto (Compound Annual Growth Rate).

percorso di decarbonizzazione, arrivando a soddisfare nel 2040 il 36% nel consumo primario (vs. 14% nel 2019), soprattutto grazie allo sviluppo di eolico e solare.

Nel World Energy Outlook 2020 (WEO), la IEA quest'anno ha introdotto uno scenario ancor più sfidante e denominato NZE2050 (Net Zero Emissions). Costruito sullo scenario SDS, richiede infatti una serie di misure molto più incisive rispetto all'SDS, al fine di raggiungere il net zero emissions entro il 2050 e di contenere l'aumento della temperatura a 1,5°C al 2100 rispetto ai livelli preindustriali. La domanda energetica nel NZE2050 diminuisce del 17% già al 2030 (vs. -7% rispetto a SDS), raggiungendo un livello simile al 2006, ma con un'economia di dimensioni doppie. Questo viene reso possibile attraverso un ricorso ancora più marcato (vs. SDS) a elettrificazione, efficienza e cambiamento degli stili di vita dei consumatori.

Evoluzione normativa. L'adozione di politiche atte a sostenere la transizione energetica verso fonti low carbon potrebbe avere degli impatti rilevanti sull'evoluzione del portafoglio di business Eni. In particolare, tutte le Parti dell'Accordo di Parigi sono chiamate a rivedere e a rafforzare i propri piani nazionali di riduzione delle emissioni (Nationally Determined Contribution - NDC) entro la COP26, che si terrà a novembre 2021 a Glasgow. Al contempo, un numero crescente di governi sta annunciando obiettivi di neutralità carbonica entro il 2050 e alcuni di essi, tra cui l'UE, hanno già trasposto tale obiettivo in legge. L'UE ha infatti pubblicato a dicembre 2019 l'European Green Deal, un insieme di iniziative volte a raggiungere la neutralità carbonica al 2050, obiettivo trasposto in legge con la Climate Law. In tale contesto, l'UE ha anche intenzione di rivedere al rialzo il proprio obiettivo di riduzione delle emissioni al 2030 e aggiornare di conseguenza gran parte della legislazione connessa (e.g. Renewable Directive, EU Emissions Trading Directive). Anche a fronte di questa evoluzione, Eni ha definito un piano di medio-lungo termine volto a cogliere appieno le opportunità offerte dalla transizione energetica e ridurre progressivamente l'impronta carbonica delle proprie attività, come meglio rappresentato nel paragrafo Strategia e Obiettivi.

Evoluzione tecnologica. La necessità di costruire un modello di consumo finale dell'energia a basso impatto carbonico favorirà le tecnologie volte alla cattura e alla riduzione delle emissioni GHG, la produzione di idrogeno da gas nonché tecnologie che supportino il controllo delle emissioni di metano lungo la filiera produttiva dell'Oil & Gas. Tali elementi contribuiranno a sostenere il ruolo degli idrocarburi nel mix energetico globale. Inoltre, l'evoluzione tecnologica nel campo della produzione e stoccaggio dell'energia da fonti rinnovabili e nel campo delle attività bio costituisce una leva chiave per la trasformazione industriale del business Eni. La ricerca scientifica e tecnologica è dunque una delle leve su cui si basa la strategia di decarbonizzazione di Eni e gli ambiti di azione sono descritti nel paragrafo Strategia e Obiettivi.

Reputazione. Campagne di sensibilizzazione da parte di ONG e altre organizzazioni ambientaliste, campagne mediatiche, campagne per bandire la plastica, risoluzioni degli azionisti in assemblea, disinvestimenti da parte di alcuni investitori, class action di

gruppi di stakeholder, sono sempre più orientate a una maggiore trasparenza sull'impegno concreto delle compagnie Oil & Gas per la transizione energetica. Inoltre, alcuni soggetti pubblici e privati hanno avviato procedimenti, giudiziali e non, nei confronti delle principali compagnie Oil & Gas, tra cui società del gruppo Eni, reclamando la loro responsabilità per gli impatti connessi al climate change e ai diritti umani. Eni è da tempo impegnata nel promuovere un dialogo costante, aperto e trasparente sui temi del climate change e dei diritti umani che rappresentano parte integrante della propria strategia e quindi sono oggetto di comunicazione a tutti gli stakeholder. Questo impegno si inserisce nel più ampio rapporto che Eni instaura con i propri stakeholder su temi rilevanti di sostenibilità con iniziative sui temi di governance, dialogo con gli investitori e campagne mirate di comunicazione, adesione ad iniziative e partnership internazionali. Nei primi mesi del 2020, accogliendo le richieste di alcuni investitori, Eni ha pubblicato una policy di Responsible Engagement sui temi climatici, in cui si è impegnata a verificare periodicamente (aggiornamento previsto nel primo semestre 2021) la coerenza tra le proprie posizioni di advocacy climatica ed energetica e le posizioni delle associazioni di categoria di cui fa parte.

Rischi fisici. L'intensificarsi di fenomeni 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 alto rischio. Relativamente ai fenomeni più gradualmente, come l'innalzamento del livello del mare o l'erosione delle coste, la vulnerabilità degli asset Eni interessati al fenomeno viene valutata attraverso analisi specifiche, come nel caso degli asset Eni nella zona del Delta del Nilo, dove l'impatto risulta comunque limitato ed è quindi possibile ipotizzare ed attuare preventivi interventi di mitigazione per contrastare il fenomeno. Parallelamente all'impegno per assicurare l'integrità delle proprie operazioni, Eni è attiva sul tema dell'adattamento ai Cambiamenti Climatici anche per gli impatti socio-economici e ambientali nei Paesi ove Eni opera. A tal fine ha avviato un progetto che si concluderà nel 2021, in collaborazione con FEEM (Fondazione Eni Enrico Mattei) e IDM (Istituto Di Management) di Pisa per la valutazione dei principali rischi/opportunità connessi ai Cambiamenti Climatici e l'elaborazione di opportune linee guida e misure che costituiranno un supporto metodologico per l'identificazione e l'attuazione di azioni di adattamento nei Paesi di interesse di Eni.

STRATEGIA E OBIETTIVI

Dopo una fase di profonda trasformazione che ha consentito al gruppo di crescere e diversificare il proprio portafoglio, e allo stesso tempo rafforzare la struttura finanziaria, Eni ha avviato una nuova fase di evoluzione del proprio modello di business

fortemente orientato alla creazione di valore nel lungo termine, combinando sostenibilità economico finanziaria e ambientale. Sulla base di questi principi, nel 2021 è stata definita la nuova strategia per rilanciare gli obiettivi operativi nel breve, medio e lungo termine, che delineano il percorso evolutivo e integrato dei singoli business e che porteranno Eni alla neutralità carbonica nel 2050, in linea con quanto previsto dagli scenari compatibili con il mantenimento del riscaldamento globale entro la soglia di 1,5°C. La velocità dell'evoluzione e il contributo relativo dei business dipenderanno dall'andamento del mercato, dallo scenario tecnologico e dalla normativa di riferimento. Eni perseguirà una strategia che punta a raggiungere entro il 2050 il target di azzeramento delle emissioni nette GHG Scope 1, 2 e 3 (Net GHG Lifecycle Emissions) e l'annullamento della relativa intensità emissiva (Net Carbon Intensity), riferita all'intero ciclo di vita dei prodotti energetici venduti. Sono stati, inoltre, rafforzati gli **obiettivi intermedi di decarbonizzazione**:

- -25% delle Net GHG Lifecycle Emissions @2030 vs. 2018 e -65% @2040;
- -15% della Net Carbon Intensity dei prodotti energetici venduti @2030 vs. 2018 e -40% @2040;
- Net Zero Carbon Footprint per le emissioni Scope 1 e 2 delle attività upstream al 2030, con nuovo target di dimezzamento al 2024 rispetto al 2018;
- Net Zero Carbon Footprint per le emissioni Scope 1 e 2 di tutte le attività del gruppo al 2040.

Le **azioni** in gran parte già avviate che contribuiranno al raggiungimento di tali risultati sono:

- riduzione della produzione di idrocarburi nel medio termine, con crescita progressiva della componente gas, che traggurderà il 90% al 2050;
- graduale conversione della raffinazione tradizionale ricorrendo a nuove tecnologie per la valorizzazione di prodotti decarbonizzati e per il riciclo di materiali di scarto;
- incremento della capacità di raffinazione "bio" a 5/6 milioni di tonnellate entro il 2050, palm oil free a partire dal 2023;
- crescita nella capacità di produzione di energia da fonti rinnovabili, per arrivare a 60 GW al 2050;
- progressivo aumento della produzione di vettori energetici blue (energia elettrica e idrogeno) da gas, associati a progetti di cattura e stoccaggio della CO₂;
- aumento dei clienti retail di Eni gas e luce, con oltre 20 milioni al 2050;
- progetti di conservazione delle foreste per un totale di circa 40 milioni di tonnellate/anno al 2050.

La corretta contabilizzazione delle emissioni GHG è garantita dall'applicazione di un modello di rendicontazione che prevede una rigorosa metodologia per la valutazione delle emissioni Scope 1+2+3 associate alla filiera dei prodotti energetici venduti, includendo sia quelli derivanti da produzioni proprie, che quelli acquistati da terzi. Tale approccio distintivo supera gli attuali standard per la stima delle emissioni e fornisce una vi-

sione integrale e sintetica dell'impronta emissiva associata alle attività Eni. La metodologia è stata sviluppata con la collaborazione di esperti indipendenti, e gli indicatori risultanti sono oggetto di pubblicazione annuale con annessa certificazione da parte del revisore di bilancio.

Lo spending complessivo previsto nel quadriennio 2021-24 per decarbonizzazione, economia circolare e rinnovabili è pari a circa €5,7 miliardi e include le attività di ricerca scientifica e tecnologica destinate a supportare queste tematiche.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

A partire dal 2016, tra i primi del settore, Eni si è impegnata a raggiungere obiettivi volti a migliorare le performance relative alle emissioni GHG degli asset operati, con indicatori specifici che illustrano i progressi finora conseguiti in termini di riduzione di emissioni di GHG in atmosfera, utilizzo e consumi di risorse energetiche da fonti primarie e produzione di energia da fonti rinnovabili. A questi, si sono aggiunti nel 2020 i nuovi obiettivi di medio e lungo termine, contabilizzati su base equity, che sono stati rilanciati durante la presentazione della strategia nel 2021, in cui Eni ha annunciato il target di azzeramento netto delle proprie emissioni Scope 1, 2 e 3 entro il 2050. Di seguito i principali obiettivi di lungo termine di Eni e l'andamento dei relativi indicatori:

Net Zero Carbon Footprint upstream entro il 2030: l'indicatore considera le emissioni Scope 1+2 provenienti dagli asset upstream operati da Eni e da terzi, al netto dei carbon sinks, e nel 2020 è risultato in diminuzione del 23% rispetto al 2019 sia per effetto dei cali produttivi registrati in relazione all'emergenza sanitaria, sia per effetto della compensazione tramite crediti forestali pari a 1,5 milioni di tonnellate di CO₂eq.

Net Zero GHG Lifecycle Emissions: l'indicatore fa riferimento a tutte le emissioni Scope 1, 2 e Scope 3 associate alle attività e i prodotti Eni, lungo la loro catena del valore, al netto dei carbon sinks e nel 2020 è in riduzione del 13% principalmente in relazione al calo delle produzioni e delle vendite in tutti i settori connesse all'emergenza sanitaria.

Net Zero Carbon Intensity entro il 2050: l'indicatore è calcolato come il rapporto tra le emissioni assolute nette GHG (Scope 1, 2 e 3) lungo la catena del valore dei prodotti energetici e la quantità di energia inclusa negli stessi. Nel 2020 è sostanzialmente stabile in quanto il calo delle emissioni su tutti i settori è stato accompagnato da una diminuzione proporzionale delle produzioni legata al calo delle attività in relazione all'emergenza sanitaria.

Con riferimento specifico agli obiettivi di decarbonizzazione di breve termine, definiti per gli asset operati e contabilizzati al 100%, si riporta una sintesi dei risultati ottenuti nel 2020 e dello stato di avanzamento rispetto ai target.

Riduzione dell'indice di intensità emissiva GHG upstream del 43% entro il 2025 vs. 2014: l'indice di intensità GHG upstream, espresso come rapporto tra emissioni dirette in tonnellate di CO₂eq. e produzione lorda in migliaia di barili di olio equivalenti, nel 2020 ha interrotto il trend di progressivo miglioramento per effetto del calo di produzione riconducibile all'emergenza sanitaria e per altre cause tra cui la riduzione nei campi onshore della Libia per cause di forza maggiore dovuta alla situazione di instabilità geo-politica e il calo della domanda di gas in Egitto, le cui produzioni sono associate a un basso impatto emissivo. Nel 2020 l'indice ha registrato un valore pari a 20,0 tonCO₂eq./mgl boe, in aumento del 2% rispetto al 2019. La riduzione complessiva rispetto al 2014 è pari al 26%.

Zero gas flaring di routine entro il 2025: nel 2020 i volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine, pari a 1,03 miliardi di Sm³, si sono ridotti del 14% rispetto al 2019 e del 39% rispetto al 2014, sia in relazione al completamento di progetti di riduzione del flaring, in particolare in Angola, sia per effetto del calo delle attività riconducibile all'emergenza sanitaria che ha interessato anche alcuni campi con flaring di gas associato.

Riduzione delle fuggitive di metano upstream dell'80% entro il 2025 vs. 2014: nel 2020 le emissioni fuggitive di metano upstream sono risultate pari a 11,2 ktCH₄, in calo di circa il 50% rispetto al 2019, in conseguenza dei cali della produzione e grazie al monitoraggio e le manutenzioni effettuate nell'ambito delle campagne LDAR (Leak Detection And Repair - LDAR) che vengono svolte con cadenza periodica e ad oggi coprono circa 60 asset. La riduzione complessiva rispetto al 2014 è pari al 90%, confermando il raggiungimento già a partire dal 2019 del target di riduzione dell'80% fissato per il 2025.

Miglioramento medio del 2% annuo al 2021 rispetto all'indice 2014 dell'indice di efficienza operativa: il target estende l'impegno di riduzione GHG (Scope 1 e Scope 2) a tutte le aree di business. Tale obiettivo è riferito all'indice complessivo Eni, mante-

nendo l'opportuna flessibilità nei trend dei singoli business. Nel 2020 l'indice è stato pari a 31,64 tonCO₂eq./mgl boe, sostanzialmente stabile rispetto al 2019 (31,41 tonCO₂eq./mgl boe) principalmente per effetto del calo di produzione riconducibile all'emergenza sanitaria, ed in linea con il trend del settore upstream che pesa maggiormente sull'indice complessivo. Questo effetto è stato parzialmente controbilanciato dai progetti di efficienza energetica avviati o andati a regime nel corso dell'anno.

Nel 2020 Eni ha proseguito infatti con il piano di investimenti sia in progetti volti direttamente all'incremento dell'efficienza energetica negli asset (€10 mln) sia in progetti di sviluppo e re-vamping con significative ricadute sulla performance energetica delle attività. Gli interventi effettuati nell'anno consentiranno a regime risparmi di combustibili pari a 287 ktep/anno (per la maggior parte in upstream), con un beneficio in termini di riduzione di emissioni pari a circa 0,7 milioni di tonnellate di CO₂eq.

Complessivamente, le **emissioni dirette di GHG derivanti dalle attività operate da Eni** nel 2020 sono state pari a 37,8 mln tonCO₂eq., in riduzione dell'8% rispetto al 2019 principalmente per effetto del calo delle attività riconducibile all'emergenza sanitaria, nei settori upstream, power e raffinazione.

Il business Energy Solutions nel 2020 è cresciuto in misura significativa facendo registrare un aumento del 76% della capacità installata da fonti rinnovabili rispetto al 2019 (307 MWp nel 2020 vs. 174 nel 2019) e portando la produzione a 339,6 GWh. Per i biocarburanti le quantità prodotte nel 2020 si attestano su un valore di 622 mila tonnellate, in aumento del 143% rispetto all'anno precedente. Per il 2020 l'impegno economico di Eni in attività di ricerca scientifica e sviluppo tecnologico ammonta a €157 milioni, di cui circa 74 destinati a investimenti per il percorso di decarbonizzazione ed economia circolare. Tale investimento si riferisce alle tematiche di energy transition, bioraffinazione, chimica verde, produzione di energia da fonti rinnovabili, riduzione delle emissioni ed efficienza energetica.

INDICATORI RELATIVI AI TARGET DI MEDIO LUNGO TERMINE¹⁸

		2020	2019	2018	Obiettivo
Net carbon footprint upstream (emissioni di GHG Scope 1 + Scope 2)	(milioni tonnellate di CO ₂ eq.)	11,4	14,8	14,8	UPS Net zero 2030
Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1, 2 e 3) ^(a)		439	501	505	Net zero 2050
Net Carbon Intensity (Scope 1, 2 e 3) ^(a)	(gCO ₂ eq./MJ)	68	68	68	Net zero 2050
Capacità installata da fonti rinnovabili	MW	307	174	40	60 GW 2050
Capacità di bioraffinazione ^(b)	(milioni di tonnellate/anno)	1,11	1,11	0,36	5/6 milioni di tonnellate/anno 2050

(a) La metodologia di determinazione delle emissioni Scope 1+2+3 associate alla filiera dei prodotti energetici venduti è stata affinata al fine di meglio rappresentare le emissioni Scope 3 end-use, aggiornando coerentemente i dati 2019 e 2018.

(b) Il valore della capacità installata della bioraffineria di Gela è stato aggiornato a 750 migliaia di tonnellate/anno a seguito di una revisione delle modalità di calcolo dell'indicatore (aggiornando di conseguenza anche il valore del 2019).

(18) Indicatori contabilizzati su base equity.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020		2019	2018
		Totale	di cui società consolidate integralmente	Totale	Totale
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	37,76	24,32	41,20	43,35
di cui: CO ₂ equivalente da combustione e da processo		29,70	21,30	32,27	33,89
di cui: CO ₂ equivalente da flaring ^(a)		6,13	2,53	6,49	6,26
di cui: CO ₂ equivalente da venting		1,64	0,31	1,88	2,12
di cui: CO ₂ equivalente da emissioni fuggitive di metano		0,29	0,19	0,56	1,08
Indice di efficienza operativa (Scope 1 + Scope 2)	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia boe)	31,64	41,78	31,41	33,90
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi 100% operata		19,98	19,84	19,58	21,44
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/energia elettrica equivalente prodotta (EniPower)	(gCO ₂ eq./kWh)	391,4	391,0	394	402
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di tonnellate)	248	248	248	253
Emissioni fuggitive di metano (upstream)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	11,2	7,01	21,9	38,8
Volume di idrocarburi inviati a flaring	(miliardi di Sm ³)	1,8	0,9	1,9	1,9
di cui: di routine		1,0	0,3	1,2	1,4
Emissioni indirette di GHG (Scope 2)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	0,73	0,58	0,69	0,67
Emissioni indirette di GHG (Scope 3) da utilizzo di prodotti venduti ^(b)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	185	nd	204	203
Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ^(c)	(GWh)	339,6	243,4	60,6	11,6
Consumi energetici da attività produttive/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (upstream)	(GJ/tep)	1,52	3,88	1,39	1,42
Consumo netto di fonti primarie/energia elettrica equivalente prodotta (EniPower)	(tep/MWheq)	0,17	0,17	0,17	0,17
Energy Intensity Index (raffinerie)	(%)	124,8	124,8	112,7	112,2
Spesa in R&S	(milioni di euro)	157	157	194	197,2
di cui: relativa alla decarbonizzazione		74	74	102	74
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	25	25	34	43
di cui: depositi sulle fonti rinnovabili		7	7	15	13
Produzione di biocarburanti	(migliaia di tonnellate)	622	622	256	219

Ove non diversamente indicato, i KPI emissivi e relativi ai consumi fanno riferimento a dati 100% degli asset operati.

(a) A partire dal 2020, l'indicatore include tutte le emissioni Eni derivanti da flaring, aggregando anche i contributi di Refining & Marketing e Chimica, che fino al 2019 sono contabilizzati nella categoria combustione e processo.

(b) Categoria 11 del GHG Protocol - Corporate Value Chain (Scope 3) Standard. Stimate sulla base della produzione upstream in quota Eni in linea con le metodologie IPIECA.

(c) In linea con gli obiettivi strategici aziendali, tale indicatore viene rendicontato su base equity. Al fine di garantire la comparabilità anche i dati 2019 e 2018 sono esposti con questa modalità.



MODELLO PER L'ECCELLENZA OPERATIVA

Il modello per l'eccellenza operativa si basa sull'impegno costante nel consolidare e sviluppare competenze in linea con le nuove esigenze del business, nel valorizzare le proprie persone in ogni am-

bito (professionale e non), salvaguardare la salute e la sicurezza, la tutela dell'ambiente, il rispetto e la promozione dei diritti umani e l'attenzione alla trasparenza e alla lotta alla corruzione.

Persone

Il modello di business di Eni si fonda sulle competenze interne, un patrimonio su cui Eni continua ad investire per assicurarne l'allineamento con le esigenze di business, in coerenza con la propria strategia di lungo termine. L'evoluzione prevista delle attività di business, gli indirizzi strategici e le sfide poste dai cambiamenti tecnologici e del mercato del lavoro in generale implicano un importante impegno per accrescere il valore del capitale umano nel tempo attraverso iniziative di upskilling e reskilling, volte ad arricchire o a riorientare il set di competenze necessarie.

LA CULTURA DELLA PLURALITÀ E DELLO SVILUPPO DELLE PERSONE

L'approccio alla Diversity & Inclusion di Eni si è sviluppato nel solco della sua sensibilità e tradizione culturale, radicata nella cultura internazionale della pluralità; è basato sui principi fondamentali di non discriminazione, pari opportunità e inclusione di tutte le forme di diversità, nonché di integrazione e bilanciamento del lavoro con le istanze personali e familiari delle persone. Eni si impegna a creare un ambiente di lavoro nel quale differenti caratteristiche o orientamenti personali e culturali sono considerati una fonte di arricchimento reciproco e un elemento irrinunciabile della sostenibilità del business. In Eni non esistono differenze di genere, religione, nazionalità, opinione politica, orientamento sessuale, status sociale, abilità fisiche, condizioni mediche, condizioni familiari ed età e ogni altro aspetto non rilevante; inoltre, Eni mira a stabilire relazioni lavorative libere da ogni forma di discriminazione, richiedendo che simili valori siano adottati anche da tutte le terze parti che collaborano con Eni. La diversità è infatti una risorsa da salvaguardare e valorizzare sia in azienda sia in tutte le relazioni con gli stakeholder esterni, tra cui fornitori, partner commerciali ed industriali, come sottolineato dalla propria mission e dal Codice Etico. Eni promuove lo scambio professionale trasversale attraverso una serie di processi, tra cui anche la mobilità geografica, come esperienza importante nel percorso di crescita personale. Il consolidamento negli anni dei processi di inserimento dei neoassunti, affiancamento, training e di condivisione delle competenze e delle best



practices con il personale locale ha garantito nel 2020, anno caratterizzato da un massiccio rientro in sede di personale espatriato, continuità nelle attività operative. Per quanto riguarda la diversità di genere, Eni pone particolare attenzione alla promozione di iniziative volte all'attraction dei talenti femminili, a livello nazionale ed internazionale, così come allo sviluppo di percorsi di crescita manageriale e professionale per le donne in azienda. In tale ambito, Eni organizza iniziative per gli studenti delle scuole superiori di orientamento verso le materie STEM (Science, Technology, Engineering and Mathematics), con focus sulla gender parity (Think About Tomorrow) e partecipa ad iniziative nazionali ed internazionali¹⁹ con l'obiettivo di arricchire costantemente, in un'ottica di parità di genere, i propri processi e prassi operative. Queste attività sono continuate nel corso dell'anno attraverso la "dematerializzazione" di eventi e incontri che ha permesso di raggiungere luoghi, persone e realtà ad oggi inaccessibili, abbattendo barriere linguistiche e geografiche.

Per quanto riguarda le politiche retributive per i dipendenti Eni, queste sono definite secondo un modello integrato a livello globale e promuovono una progressione retributiva collegata esclusivamente a criteri meritocratici riferiti alle competenze espresse nel ruolo ricoperto, alle performance conseguite e ai riferimenti del mercato retributivo locale. Allo scopo di verificare l'attuazione di tali politiche, dal 2011, Eni monitora annualmente il gap salariale tra la popolazione femminile e quella maschile, riscontrando il sostanziale allineamento delle retribuzioni. Inoltre, in relazione agli standard ILO (International Labour Organization), Eni effettua annualmente analisi sulla retribuzione del personale locale nei principali Paesi in cui opera, da cui si evidenziano livelli minimi salariali del personale Eni significativamente superiori sia ai salari minimi di legge sia ai livelli retributivi minimi di mercato, individuati per ciascun Paese da provider internazionali (si veda Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti, pag. 13).

Relativamente alla gestione professionale delle proprie risorse, Eni ha implementato percorsi di sviluppo manageriale e di eccellenza rivolti alle aree professionali core, che sostiene attraverso attività di formazione, iniziative di mobilità, job ro-

(19) Progetto Inspiring Girls - Progetto internazionale contro gli stereotipi sulle donne; "Manifesto per l'occupazione femminile" di Valore D - Documento programmatico per valorizzare il talento femminile in azienda promosso da Valore D e patrocinato dalla Presidenza italiana del G7 e dal Dipartimento per le Pari Opportunità della Presidenza del Consiglio dei Ministri italiana; Consorzio Elis - Sistema Scuola Impresa; Fondazione Mondo Digitale; WEF - World Economic Forum; ERT - European Round Table.

tation e strumenti di sviluppo. A supporto di questi percorsi, Eni utilizza diversi strumenti di valutazione, tra i quali l'annual review, il processo di performance e feedback, con focus su dirigenti, quadri e giovani laureati e i processi di valutazione delle soft skills. Il 2020 ha visto un'inevitabile flessione delle iniziative di mobilità, ma i percorsi di crescita e sviluppo interni sono comunque proseguiti, sostenuti in modalità *distance*. Nel 2020, il processo di valutazione delle performance e dei feedback ha coperto il 97%, mentre le attività di valutazione del potenziale²⁰ il 95% del totale programmato con un trend globale in miglioramento (+10 p.p. vs. 2019); infine, sono stati valutati 123 tra dirigenti e quadri tramite la metodologia del Management Appraisal.

FORMAZIONE

L'ambito formativo del 2020 è stato contraddistinto da un'intensa attività di riprogettazione di molti corsi in modalità *distance* dando priorità alle tematiche inerenti alla salute e sicurezza, affiancando corsi a supporto delle persone, fino ai master, ai quali si è voluto dare continuità. La formazione HSE è proseguita laddove possibile in presenza, o in modalità *distance*, e ha riguardato sia contenuti di formazione obbligatoria che non. Inoltre, si è creato un percorso per tutti i dipendenti Eni (Enicampus Live) per favorire una maggiore consapevolezza dei comportamenti individuali rispetto al contesto emergenziale ed acquisire una rinnovata responsabilità sui risultati individuali e di team. Si è ampliata anche l'offerta formativa su Diversity & Inclusion con nuovi contenuti, tra cui un corso dedicato alle "molestie di genere sui luoghi di lavoro". È rimasto prevalente l'impegno per la contaminazione in molte delle iniziative formative, sia di tipo tecnico, che di Corporate Identity (per i neo assunti, junior o expert, per i neo quadri, o per figure manageriali) con i temi emergenti di Transizione energetica, Economia Circolare, Carbon Capture, Utilization, and Storage (CCUS), Forestry, Energie rinnovabili e digitalizzazione. È proseguita l'attenzione sia alla sicurezza informatica, attraverso l'erogazione di corsi di cyber security, sia alla formazione con tecniche innovative come il Virtual Reality Training (ad esempio in ambito HSE e Drilling) o l'Augmented Reality ("pilota" in campo HSE).

RELAZIONI INDUSTRIALI

Il percorso di transizione energetica ha determinato l'esigenza di definire un nuovo modello di relazioni industriali e per tale ragione, il 3 dicembre 2020, Eni e le organizzazioni sindacali hanno sottoscritto un nuovo protocollo denominato "INSIEME, modello di relazioni industriali a supporto del percorso di transizione energetica". Il protocollo punta alla condivisione di informazioni su tale percorso, all'aggiornamento e

al rinnovamento delle competenze professionali in vista delle nuove sfide di business e alla proposta di un quadro normativo chiaro e favorevole allo sviluppo di un modello di business sostenibile. A livello internazionale, il modello delle relazioni sindacali si basa su tre pilastri: due di carattere europeo (il Comitato Aziendale Europeo e l'Osservatorio Europeo per la Salute e Sicurezza dei Lavoratori in Eni) e uno globale, ossia il Global Framework Agreement on International Industrial Relations and Corporate Social Responsibility (GFA), rinnovato nel 2019 con le principali sigle sindacali italiane e IndustriALL Global Union²¹. Durante il 2020 è stato assicurato un costante scambio informativo tra azienda e sindacati, all'interno del quadro di competenza previsto per ciascun accordo, sui principali temi d'attenzione (tra cui gestione dell'emergenza, riorganizzazioni aziendali e Brexit).

INIZIATIVE DI WELFARE²²

La situazione di emergenza sanitaria ha impattato su tutti i servizi alle persone, rendendo necessaria sia la revisione delle modalità di organizzazione delle iniziative in un'ottica di massima sicurezza (rafforzata l'attenzione ai servizi sanitari, al supporto dell'organizzazione familiare estiva e ai servizi di ristorazione per i dipendenti) sia l'individuazione di servizi innovativi in grado di rispondere alle esigenze emergenti derivanti dalla complessità familiare e sociale e dalle nuove modalità di lavoro. Tra queste nuove iniziative è stato realizzato un percorso formativo online dedicato ai genitori per orientarsi nella nuova quotidianità, affrontando tematiche come gli impatti delle tecnologie digitali, i bisogni educativi e la costruzione di relazioni.

SALUTE

Eni considera la tutela della salute un requisito fondamentale e promuove il benessere fisico, psicologico e sociale delle proprie persone, delle famiglie e delle comunità dei Paesi in cui opera. L'estrema variabilità dei contesti lavorativi richiede il costante aggiornamento delle matrici di rischio sanitario e rende particolarmente sfidante garantire la salute in ogni fase del ciclo di business. Per affrontare tale sfida, Eni ha sviluppato una piattaforma operativa assicurando servizi alle proprie persone, attraverso le attività di medicina del lavoro, igiene industriale, medicina del viaggiatore, assistenza sanitaria ed emergenza medica, nonché iniziative di promozione della salute per le persone Eni e per le comunità presso cui opera. La strategia di Eni per la gestione della salute è orientata, oltre che al mantenimento e miglioramento continuo dei servizi salute, a: i) potenziare l'accesso all'assistenza per tutte le persone Eni, gli interventi a favore delle comunità ed i presidi emergenziali a supporto di situazioni di fragilità create

(20) Le valutazioni di Potenziale sono svolte attraverso la metodologia di Development Center, Assessment online e Assessment individuale.

(21) Organizzazione che rappresenta più di 50 milioni di lavoratori distribuiti in 140 Paesi, nei settori dell'energia, del manifatturiero e minerario.

(22) I benefit sono offerti a tutti i dipendenti in coerenza con i regolamenti previsti dai Fondi di assistenza sanitaria, di previdenza complementare e di altra natura.

o aggravate dalla pandemia; ii) diffondere la cultura della salute attraverso iniziative a favore dei lavoratori, dei loro familiari e delle comunità identificate a valle della valutazione del rischio e degli impatti in ambito sanitario; iii) implementare le attività di medicina del lavoro anche in considerazione dei rischi inerenti ai nuovi progetti, ai processi industriali e delle risultanze delle attività di igiene industriale; iv) promuovere la digitalizzazione dei processi e dei servizi sanitari. Nel 2020 è proseguito in tutte le società del Gruppo il programma di implementazione del sistema di gestione della salute, con l'obiettivo di promuovere e mantenere la salute e il benessere delle persone Eni e assicurare un'adeguata gestione del rischio negli ambienti lavorativi.

Nel critico contesto sanitario mondiale, Eni ha messo in campo una serie di interventi di prevenzione e assistenza al fine di supportare coloro che in prima linea hanno gestito l'emergenza sanitaria e le strutture sanitarie locali, anche grazie alle numerose esperienze in progetti sanitari maturate in risposta a eventi epidemici nel mondo²³. Infatti, il centro di competenza Eni per la gestione delle emergenze sanitarie ha supportato le unità di business attraverso: i) aggiornamenti epidemiologici e nuove linee guida emesse da organi internazionali, ii) misure di igiene ai fini della prevenzione e del contenimento di outbreak ed epidemie/pandemie, iii) best practice cliniche e di gestione dei flussi di assistenza, vaccinazioni e raccomandazioni per la travel medicine e iv) supporto nella definizione di specifiche tecniche per i servizi collegati alla risposta alle emergenze.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

OCCUPAZIONE E DIVERSITY

Overview - L'occupazione complessiva è pari a 30.775 persone di cui 21.170 in Italia (68,7% dell'occupazione) e 9.605 all'estero (31,2% dell'occupazione). Nel 2020 l'occupazione a livello mondo diminuisce di 546 persone rispetto al 2019, pari al -1,7%, con un aumento in Italia (+92 dipendenti) e una riduzione all'estero (-638 dipendenti). La riduzione dell'occupazione, collegata essenzialmente ad uno scenario di business condizionato dall'emergenza sanitaria, ha riguardato sia dipendenti locali che internazionali. Nonostante la discontinuità del mercato dell'energia, Eni ha continuato a perseguire i suoi obiettivi di diversity: nel 2020 le assunzioni a tempo indeterminato del personale femminile si sono attestate al 34,6% del totale delle assunzioni rispetto al 32,3% dell'anno precedente.

Assunzioni - Complessivamente, nel 2020 sono state effettuate 780 assunzioni di cui 607 con contratti a tempo indeter-

minato. Circa il 76% ha interessato dipendenti sotto i 40 anni di età. Del totale delle assunzioni, circa il 23% ha riguardato il business upstream (totale 183 di cui 109 a tempo indeterminato e 74 a tempo determinato), il 20% Support Function, il 10% l'area R&M e il 47% gli altri business.

Risoluzioni - Sono state effettuate 1.600 risoluzioni (934 in Italia e 666 all'estero) di cui 1.323 di dipendenti con contratto a tempo indeterminato²⁴, con un'incidenza di personale femminile pari al 21,0%. Il 22,1% dei dipendenti con contratto a tempo indeterminato che ha risolto il rapporto di lavoro nel 2020 aveva età inferiore a 40 anni. A causa dello scenario di business negativo generato principalmente dall'emergenza sanitaria, il tasso di turnover si riduce rispetto agli anni precedenti principalmente a fronte della riduzione del numero delle assunzioni.

Occupazione femminile - Delle assunzioni a tempo indeterminato effettuate nel 2020, il 34,6% ha riguardato il personale femminile (in aumento di 2,3 punti percentuali vs. 2019). Nel 2020 la percentuale del personale femminile si attesta a: 16,3% dei dirigenti, 27,7% dei quadri, 29,9% degli impiegati, 2,1% degli operai. In flessione, rispetto al passato, la percentuale complessiva di donne negli organi di amministrazione delle società controllate che nel 2020 si attesta al 26% (29% nel 2019), mentre resta sostanzialmente stabile al 37% la percentuale complessiva di donne negli organi di controllo delle società controllate. Nel 2020, è aumentata la percentuale delle donne in posizioni di responsabilità raggiungendo un valore pari a 26,64% rispetto al 26,05% registrato nel 2019, su un totale di donne pari al 24,56% dell'occupazione complessiva. In Eni, il 33% delle figure a diretto riporto dell'AD sono donne.

Occupazione in Italia - In Italia sono state effettuate 379 assunzioni di cui 346 a tempo indeterminato (37,6% donne, con un aumento di circa 5 punti percentuali rispetto al 2019). Nonostante l'incremento dell'occupazione in Italia dello 0,4% rispetto al 2019, si registra una leggera diminuzione del personale occupato nella fascia d'età più giovane (18-29), -0,6% vs. 2019, mentre incrementano le fasce d'età 40-49 (+0,8%) e over 60 (+1,15%) anche per effetto del rientro di personale espatriato. Sempre in Italia, nel 2020 si registrano 934 risoluzioni, di cui 893 a tempo indeterminato (di cui il 19,0% di donne).

Occupazione all'estero - La presenza media di personale locale all'estero è sostanzialmente costante e mediamente intorno all'84% nell'ultimo triennio il che conferma l'attenzione di Eni al local content attraverso il coinvolgimento delle comunità locali sulle attività operative nei singoli Paesi. Il ricorso al personale espatriato è limitato a particolari pro-

(23) Per le iniziative in tema salute realizzate a favore della comunità locale in Italia e all'estero si veda il capitolo Alleanze per la promozione dello sviluppo locale a pagg. 180-181.

(24) Di cui circa il 58% per pensionamenti e il 28% per dimissioni.

fessionalità e competenze difficilmente disponibili nel Paese di riferimento. All'estero nel 2020, sono state effettuate 401 assunzioni di cui 261 a tempo indeterminato (di cui il 30,7% di donne) con il 78,1% dei dipendenti con età inferiore a 40 anni. Il saldo tra assunzioni e risoluzioni all'estero a fine anno è pari a -265 (+401 assunzioni e -666 risoluzioni) e tale dinamica è riconducibile anche a risoluzioni contrattuali di risorse internazionali impiegate nel business E&P. Sono stati risolti 666 rapporti di lavoro di cui 430 a tempo indeterminato. Di questi, il 35,3% ha riguardato dipendenti con età inferiore a 40 anni, e il 25,1% ha riguardato personale femminile. All'estero, si registra una riduzione di -645 risorse overseas rispetto all'anno precedente (-33,5%), in particolare -392 espatriati italiani (-28,8%) e -253 espatriati internazionali (-44,9%). Il personale locale rimane sostanzialmente stabile rispetto al 2019 (+0,08%). All'estero operano complessivamente 1.278 espatriati (di cui 968 italiani e 310 espatriati internazionali). Negli ultimi anni ca. il 20% delle risorse che occupano posizione di responsabilità sono non italiani, con un aumento di 1,3 p.p. nel 2020 rispetto al 2019; questo aumento rientra nell'ambito di percorsi di sviluppo professionale che prevedono periodi di attività nelle sedi Eni in Italia o in Paesi diversi da quello d'origine. In particolare, nel 2020 la percentuale dei dirigenti e quadri locali all'estero è aumentata di 2,48 p.p. rispetto al 2019.

Occupazione per linea di business - Le assunzioni a tempo indeterminato hanno riguardato, per circa il 55%, le aree di business upstream (principalmente in Mozambico, Regno Unito, Messico e Stati Uniti), Retail G&P (Francia e Grecia) e Support Functions, con l'obiettivo principale di gestire il turnover a supporto del consolidamento e dell'evoluzione delle competenze. Le risoluzioni hanno riguardato il business upstream (31,8%), Support Functions (25,3%) e R&M (14,2%).

Età media - L'età media delle persone Eni nel mondo è di 45,8 anni (46,7 in Italia e 43,7 all'estero): 49,8 anni (50,7 in Italia e 47,1 all'estero) per dirigenti e quadri, 44,4 anni (45,5 in Italia e 41,9 all'estero) per impiegati e 41,9 anni (40,6 in Italia e 43,7 all'estero) per il personale operaio.

FORMAZIONE

In un anno segnato dall'emergenza COVID-19, si è registrata una riduzione delle ore totali di formazione erogata nel 2020 rispetto al 2019 pari al 23,6%. Va comunque sottolineato il forte incremento dell'erogazione in modalità distance che ha raggiunto nel 2020 il 67% delle ore totali (vs. 28% nel 2019). La spesa media rispetto al 2019 ha un decremento procapite in quanto risente della riduzione dei costi della formazione complessiva che ha portato ad una diminuzione del 33%; si è potuto comunque raggiungere tale risultato anche grazie ad azioni di efficienza con riduzioni di costi esterni e maggior utilizzo di docenza interna.

SALUTE

Nel 2020, il numero di servizi sanitari sostenuti da Eni è pari a 354.192, di cui 242.160 a favore di dipendenti, 39.840 a favore di familiari, 65.662 a favore di contrattisti e 6.530 a favore di altre persone (ad esempio visitatori e pazienti esterni). Il numero di partecipazioni ad iniziative di promozione della salute nel 2020 è pari a 222.708, di cui 99.758 dipendenti, 86.357 contrattisti e 36.593 familiari. Per quanto riguarda le malattie professionali, nel 2020 si registra una diminuzione delle denunce, passate da 73 a 28, con una riduzione complessiva del 61%, per effetto della riduzione delle malattie denunciate sia da parte degli ex dipendenti (da 64 a 21 denunce) sia dal personale attualmente impiegato (da 9 a 7 denunce). Delle 28 denunce di malattia professionale presentate nel 2020, 10 sono state presentate da eredi (tutte relative ad ex dipendenti).

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020	2019	2018
Dipendenti ^(a)	(numero)	30.775	31.321	30.950
Donne		7.559	7.590	7.307
Italia		21.170	21.078	20.576
Estero		9.605	10.243	10.374
Africa		3.143	3.371	3.374
Americhe		925	1.005	1.257
Asia		2.432	2.662	2.505
Australia e Oceania		87	88	90
Resto d'Europa		3.018	3.117	3.148
fascia d'età 18-24		470	564	437
fascia d'età 25-39		8.689	9.289	9.224
fascia d'età 40-54		13.739	13.824	14.058
fascia d'età over 55		7.877	7.644	7.231
Dipendenti all'estero locali	(%)	87	81	83
Dipendenti per categoria professionale:				
Dirigenti	(numero)	965	1.021	1.008
Quadri		9.172	9.387	9.147
Impiegati		15.941	16.050	15.839
Operai		4.697	4.863	4.956
Dipendenti per titolo di studio:				
Laurea		15.345	15.375	14.603
Diploma		12.826	13.184	13.348
Licenza media		2.604	2.762	2.999
Dipendenti a tempo indeterminato ^(b)		30.165	30.571	30.183
Dipendenti a tempo determinato ^(b)		610	750	767
Dipendenti full-time		30.290	30.785	30.390
Dipendenti part-time ^(c)		485	536	560
Assunzioni a tempo indeterminato		607	1.855	1.264
Risoluzioni da contratto a tempo indeterminato		1.323	1.198	1.270
Tasso di Turnover ^(d)	(%)	6,1	9,8	7,6
Dirigenti e quadri locali all'estero		19,13	16,65	16,70
Dipendenti non italiani in posizioni di responsabilità		18,6	17,3	17,9
Anzianità lavorativa	(anni)			
Dirigenti		23,21	22,78	22,12
Quadri		20,40	20,00	20,02
Impiegati		17,03	16,73	17,03
Operai		14,15	13,55	13,05
Presenza donne negli organi di amministrazione delle società del Gruppo Eni	(%)	26	29	33
Presenza donne negli organi di controllo delle società del Gruppo Eni ^(e)		37	37	39
Ore di formazione	(numero)	1.040.119	1.362.182	1.169.385
Ore di formazione medie per dipendente per categoria professionale:		36,2	43,6	36,9
Dirigenti		30,7	51,0	41,7
Quadri		34,9	42,0	37,2
Impiegati		39,0	43,9	36,2
Operai		30,3	44,3	37,7
Spesa media per formazione e sviluppo per dipendenti full-time	(€)	778,4	1070,8	1059,5
Dipendenti coperti da contrattazione collettiva	(%)	83,40	83,03	80,89
Italia		100	100	100
Estero		41,78	40,91	35,33
Denunce di malattie professionali ricevute	(numero)	28	73	81
Dipendenti		7	9	10
Precedentemente impiegati		21	64	71

(a) I dati differiscono rispetto a quelli pubblicati nella Relazione Finanziaria (si veda pagina 16), perché comprendono le sole società consolidate integralmente.

(b) La suddivisione dei contratti a tempo determinato/indeterminato non varia significativamente né per genere né per area geografica con alcune eccezioni tra cui Cina e Mozambico in cui è prassi inserire risorse locali a tempo determinato per poi stabilizzarle nell'arco di 1-3 anni.

(c) Si evidenzia una percentuale più elevata di donne (6% sul totale delle donne) con contratto part time, rispetto agli uomini che sono ca. lo 0,2% sul totale degli uomini.

(d) Rapporto tra il numero delle Assunzioni + Risoluzioni dei contratti a Tempo Indeterminato e l'occupazione a Ruolo a Tempo Indeterminato dell'anno precedente.

(e) Per l'estero sono state considerate solo le società in cui opera un organo di controllo assimilabile al Collegio Sindacale di diritto italiano.

Sicurezza



Eni è impegnata costantemente nella ricerca e sviluppo di tutte le azioni necessarie da mettere in campo per garantire la sicurezza nei luoghi di lavoro, in particolare nello sviluppo di modelli organizzativi per la valutazione e gestione dei rischi e nella promozione della cultura e della sicurezza, al fine di perseguire il suo impegno rivolto all'azzeramento del verificarsi degli incidenti.

Nel 2020 sono stati promossi diversi progetti ed iniziative sulla tematica del "Fattore Umano" che hanno riguardato principalmente: (i) la realizzazione di un modello di analisi dei comportamenti alla ricerca dei cosiddetti "segnali deboli" che fornisce raccomandazioni per ridurre l'errore umano, potenziare le "barriere" umane per contrastare i rischi di incidente e valutare l'influenza degli elementi culturali di una data realtà operativa; (ii) la creazione di una metodologia di investigazione degli incidenti per evidenziare le cause ricorrenti; (iii) la predisposizione di un nuovo filone formativo comportamentale con l'obiettivo di favorire una maggiore consapevolezza sugli aspetti HSE nell'ambito della *behavioural safety* e delle *Non Technical Skills*.

Oltre a queste attività innovative, Eni ha continuato a porre particolare attenzione sul rafforzamento della sicurezza durante le attività presso i **siti operativi**, uniformando ulteriormente in appositi strumenti normativi, validi per tutte le realtà di Eni, i principi di base minimi da applicare nelle attività più critiche già adottati a livello di sito. Inoltre, con il perdurare dello smart working, è stata rilanciata e valorizzata la campagna "Safety starts @ home" per promuovere la sicurezza a casa partendo dalle "Safety Golden Rules"²⁵ – le 10 regole d'oro per la sicurezza sul lavoro. Nelle controllate estere upstream è stata anche implementata un'iniziativa volta al potenziamento della leadership ed il commitment del management a tutti i livelli, sia di Eni che dei contrattisti.

Per quanto riguarda la **gestione dei contrattisti**, le 130 persone del Safety Competence Center (SCC)²⁶ hanno continuato a presidiare e sostenere proattivamente il processo di miglioramento delle imprese verso modelli di gestione caratterizzati da una cultura della sicurezza sempre più preventiva che reattiva, monitorando oltre 2.500 fornitori, pari al 70% di quelli con potenziali criticità HSE in Italia, e gestendo con immediate azioni correttive le anomalie rilevate e condividendo le buone prassi innovative. Inoltre, si sono sviluppati accordi (i cosiddetti "Patti per la Sicurezza") con vari contrattisti operanti in Ghana e Angola.

Nel 2020 è stata avviata la divulgazione massiva delle 10 regole operative condivise sulla **sicurezza di processo** (Process Safety Fundamentals - PSF), che ha coinvolto trasversalmente i diversi business di Eni, coprendo circa l'80% dei dipendenti dei siti operativi.

Inoltre, Eni applica su tutti gli impianti il processo di **Asset Integrity**, che garantisce che questi siano ben progettati, ben costruiti e

con i materiali più adeguati, ben operati e dismessi gestendo al meglio il rischio residuale, per garantire la massima affidabilità e soprattutto la sicurezza per le persone e l'ambiente. Il Sistema di Gestione dell'Asset Integrity si sviluppa quindi dalla fase iniziale di progettazione (Design Integrity), all'approvvigionamento, costruzione, installazione e collaudo (Technical Integrity) fino alla gestione operativa e al decommissioning (Operating Integrity). Nel corso del 2020, Eni ha dato seguito alle iniziative lanciate nel 2019 per promuovere ulteriormente la cultura dell'Asset Integrity con approccio trasversale e capillare.

In tema di **igiene industriale** è stata posta grande attenzione, nell'ambito dell'emergenza, alla individuazione e gestione di dispositivi di prevenzione individuale (DPI) idonei e sono state promosse iniziative volte alla sensibilizzazione sulla efficace gestione dei fattori di rischio.

Nel 2020 Eni ha proseguito nello sviluppo e nell'implementazione delle iniziative digitali a supporto della sicurezza, tra cui: la realizzazione di un'app per accrescere la cultura HSE, iniziative a supporto dei permessi di lavoro emessi attualmente presente in oltre 60 siti e un progetto per identificare situazioni di pericolo ricorrenti con tecnologie di intelligenza artificiale.

Infine, sono state avviate altre iniziative in tema di: preparazione e risposte alle emergenze, utilizzo di prodotti chimici, radio-protezione relativamente ai pericoli derivanti dall'esposizione a radiazioni ionizzanti e sicurezza dei prodotti.

I principali obiettivi aziendali nel 2021 in tema di sicurezza e igiene industriale riguardano: i) il miglioramento del SIR (Severity Incident Rate), un indice interno Eni pesato rispetto al livello di gravità degli infortuni ed utilizzato nel piano di incentivazione a breve termine dell'AD e dei dirigenti con responsabilità strategiche, al fine di focalizzare l'impegno di Eni sulla riduzione degli incidenti più gravi; ii) il consolidamento del Safety Culture Program, indicatore che monitora il livello di proattività attraverso aspetti di gestione preventiva della sicurezza; iii) il proseguimento della diffusione dei 10 Process Safety Fundamentals; iv) l'estensione su tutti i siti Eni dei progetti che applicano nuove tecnologie e nuovi dispositivi digitali a supporto della sicurezza; v) il rafforzamento del presidio in specifici ambiti dell'igiene industriale.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2020 l'indice di frequenza di infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro è aumentato rispetto al 2019 (+5%), in particolare l'indice dei dipendenti a causa di un aumento del numero di infortuni (30 rispetto a 19 nel 2019). L'indice dei contrattisti è invece migliorato del 10%. Si è verificato un

(25) Per maggiori dettagli si veda: <https://www.eni.com/it-IT/trasformazione/cultura-sicurezza-lavoro.html>.

(26) Centro di eccellenza Eni in tema di sicurezza, che supporta, nel coordinamento e nella supervisione dei lavori in appalto, i siti industriali Eni in Italia e all'estero.

infortunio mortale ad un contrattista upstream in Egitto, a causa di schiacciamento.

Il valore dell'indice di infortuni sul lavoro con conseguenze gravi è nullo, in quanto non si sono verificati eventi ricadenti in questa tipologia di infortunio (ovvero nessun infortunio con più di 180 giorni di assenza o con conseguenze quali l'inabilità permanente totale o parziale).

In Italia il numero di infortuni totali registrabili è diminuito (27 eventi rispetto ai 37 del 2019, di cui 8 dipendenti e 19 contrattisti) e l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) è migliorato del 18%; anche all'estero il numero di infortuni è diminuito (64 eventi rispetto a 77 del 2019, di cui 22 dipendenti e 42 contrattisti), ma l'indice di frequenza infortuni totali registrabili è peggiorato (+14%).

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020		2019	2018
		Totale	di cui società consolidate integralmente	Totale	Totale
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,36	0,42	0,34	0,35
Dipendenti		0,37	0,50	0,21	0,37
Contrattisti		0,35	0,38	0,39	0,34
Numero di decessi in seguito ad infortuni sul lavoro	(numero)	1	0	3	4
Dipendenti		0	0	1	0
Contrattisti		1	0	2	4
Indice di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze (esclusi i decessi)	(infortuni gravi/ore lavorate) x 1.000.000	0,00	0,00	0,01	0,01
Dipendenti		0,00	0,00	0,00	0,00
Contrattisti		0,00	0,00	0,01	0,01
Near miss	(numero)	841	642	1.159	1.431
Numero di ore lavorate	(milioni di ore)	255,1	158,8	334,2	330,6
Dipendenti		81,8	54,1	92,1	91,6
Contrattisti		173,3	104,7	242,1	239,0

Rispetto per l'ambiente

Eni, operando in contesti geografici molto differenti che richiedono valutazioni specifiche degli aspetti ambientali, è impegnata a potenziare il controllo e il monitoraggio delle attività attraverso l'adozione di good practice internazionali e di **Best Available Technology**, sia tecniche che gestionali. Particolare attenzione è rivolta all'uso efficiente delle risorse naturali, come l'acqua, alla riduzione di oil spill, alla gestione dei rifiuti, alla gestione dell'interazione con la biodiversità e i servizi ecosistemici.

Per Eni, **la cultura ambientale** è una leva importante per la corretta gestione delle tematiche ambientali e per questo nel 2020 ha coinvolto le proprie persone attraverso diverse iniziative tra cui la conduzione sul campo di sessioni specifiche di environmental cultural engagement, l'erogazione di "pillole" di sensibilizzazione sulla corretta gestione degli aspetti ambientali e la realizzazione di una campagna di comunicazione ambientale dedicata a tutti i dipendenti, con interventi di esperti interni ed operativi.

Al contempo, nel rinnovamento della cultura ambientale, Eni ha

coinvolto direttamente i propri fornitori, le cui attività devono riflettere i valori, l'impegno e gli standard Eni. Nel 2020, è stato esteso il Patto per la sicurezza anche all'ambiente, coinvolgendo diversi fornitori che si sono impegnati a realizzare azioni di miglioramento tangibili e misurabili attraverso l'Indice di Prestazione della Sicurezza e Ambiente, i cui dati sono raccolti con specifici strumenti denominati "sicurometro" e "ambientometro".

L'impegno di Eni nel 2020 ha riguardato anche il fronte della **digitalizzazione ambientale** con particolare riferimento alla ottimizzazione dei processi tramite la realizzazione di strumenti informatici per la gestione della compliance ambientale, anche internazionale, e di modelli di valutazione tecnico-gestionali sito-specifici.

Il percorso di transizione verso un'economia circolare rappresenta per Eni una delle principali risposte alle attuali sfide ambientali, che si fonda sulla revisione dei processi produttivi aziendali e della gestione dei propri asset, riducendo il prelievo di risorse naturali a favore di materiali da fonti rinnovabili, ridu-



cendo e valorizzando gli scarti (da produzione, rifiuti, emissioni, scarichi) mediante azioni di riciclo o recupero ed estendendo la vita utile dei prodotti e degli asset mediante azioni di riuso o riconversione. Al riguardo, a partire dal 2017 Eni ha avviato la realizzazione di analisi di circolarità sito-specifiche, passando da un iniziale approccio qualitativo, basato sul criterio delle 3R (Reduce, Reuse, Recycle), a valutazioni quantitative con un modello di misurazione costruito sulla base di principi riconosciuti a livello internazionale e validato da un ente terzo. Tale modello, attraverso il monitoraggio di specifici indicatori, tra i quali quelli HSE, consente sia di misurare lo stato di circolarità attuale sia l'effetto delle opportunità di miglioramento individuate, anticipando al contempo l'impostazione di future normative nazionali e internazionali in materia.

La gestione dei **rifiuti** da parte di Eni pone particolare attenzione alla tracciabilità dell'intero processo e alla verifica dei soggetti coinvolti nella filiera di smaltimento/recupero, al fine di garantire il rispetto della normativa e dell'ambiente. La quasi totalità dei rifiuti di Eni in Italia è gestita da Eni Rewind che nel 2020 ha avviato un progetto di digitalizzazione per l'efficientamento e il monitoraggio del proprio processo di gestione dei rifiuti e ha implementato soluzioni per assicurare la tracciabilità fino al loro corretto smaltimento/recupero finale, a fronte dell'evoluzione normativa che ha rafforzato le responsabilità delle aziende in tale ambito.

Con riferimento alla **risorsa idrica**, Eni opera una **gestione efficiente** attraverso la valutazione dell'utilizzo dell'acqua e degli impatti delle proprie attività sulle risorse idriche a vantaggio dell'ecosistema, di altri utenti e dell'organizzazione stessa. Eni, specialmente nelle aree a stress, realizza la mappatura e il monitoraggio dei rischi idrici e degli scenari di siccità per definire azioni di lungo termine volte anche a prevenire e mitigare gli effetti del cambiamento climatico, coinvolgendo anche i fornitori durante il processo di qualifica. A seguito dell'adesione al CEO Water Mandate del 2019, Eni ha avviato una serie di iniziative tra le quali, in linea con il primo degli elementi chiave del Mandato, alcuni studi per valutare opzioni per incrementare la resilienza e l'efficienza idrica dei propri asset. In termini di trasparenza, anche nel 2020, Eni ha dato risposta pubblica al questionario CDP Water Security, confermando il punteggio A- ottenuto lo scorso anno.

In merito alla gestione dei rischi connessi agli **oil spill**, Eni è costantemente impegnata su ogni fronte di intervento: prevenzione, preparazione, ed a seguire mitigazione, risposta e ripristino. Nell'ambito della prevenzione, in Italia sulla rete oleodotti del

Centro Olio Val D'Agri, è stata completata su due dorsali l'installazione della tecnologia e-VPMS® (Eni Vibroacoustic Pipeline Monitoring System²⁷ – Brevetto proprietario) che ha tra l'altro ottenuto il riconoscimento di Conformità al Piano Industria 4.0²⁸ da parte di ente terzo, mentre in Nigeria, dove il sistema è già operativo sugli oleodotti di Kwale-Akri e Ogboinbiri-Tebidaba, è stata temporaneamente sospesa l'installazione sulla pipeline Clough Creek-Tebidaba (52 Km) a causa della pandemia e si prevede una ripianificazione nel 2021. Infine, sul fronte R&S sono proseguite le sperimentazioni di varie tecnologie, tra cui quelle di monitoraggio dell'integrità delle pipeline e dei serbatoi e di early warning per rischi idrici e di inquinamento, sia su asset upstream che downstream. Inoltre, sulla rete retail in Italia, è continuata la sostituzione dei serbatoi interrati mono-parete con nuovi serbatoi a doppia parete oppure la resinatura, il cui completamento è previsto nel corso del 2021.

Nell'ambito della preparazione, per minimizzare i tempi di intervento, è proseguita sulla rete degli oleodotti in Italia un'analisi della pericolosità di eventi naturali, quali frane ed esondazione fiumi, al fine di identificare le tratte critiche e le conseguenti priorità per interventi di difesa.

Nell'ambito del recupero sostenibile dei luoghi che sono stati oggetto di effrazioni, si stanno effettuando interventi di bonifica anche attraverso una tecnologia che ricorre all'utilizzo di specie vegetali (phytoremediation). Infine, sono proseguite le collaborazioni con IPIECA e IOGP²⁹ al fine di rafforzare la capacità di risposta all'inquinamento marino, in termini di aggiornamento e diffusione delle good practice e di iniziative regionali quali ad esempio la GI-WACAF - Global Initiative for West, Central and Southern Africa³⁰ e l'OSPRI - Oil Spill Preparedness Regional Initiative³¹, congiuntamente alle autorità locali.

L'impegno di Eni su Biodiversità e Servizi Ecosistemici (BES) è parte integrante del Sistema di Gestione Integrato HSE, a conferma della consapevolezza dei rischi per l'ambiente naturale derivanti dalla presenza dei propri siti e attività. Operando su scala globale in contesti ambientali con diverse sensibilità ecologiche e differenti regimi normativi, Eni ha adottato un modello di gestione specifico sul tema BES che è evoluto nel tempo anche grazie a collaborazioni di lungo periodo con riconosciute organizzazioni internazionali leader nella conservazione della biodiversità. Il modello di gestione BES³² si allinea agli obiettivi strategici della Convenzione sulla Diversità Biologica (CDB)³³ e assicura che le interrelazioni fra gli aspetti ambientali (come

(27) e-VPMS® è una tecnologia di rilevazione delle variazioni vibro-acustiche nella struttura delle pipeline e nel fluido trasportato dalle stesse, finalizzato ad individuare potenziali spill in corso.

(28) Il Piano Industria 4.0, inserito nella Legge di Bilancio 2017, è uno strumento che ha l'obiettivo di supportare e incentivare gli investimenti privati funzionali alla trasformazione tecnologica e digitale dei processi produttivi.

(29) IPIECA - Associazione di sostenibilità su temi ambientali e sociali del settore Oil & Gas; IOGP - Associazione dei produttori Oil & Gas upstream per la condivisione di best practice su tematiche di sostenibilità.

(30) Collaborazione tra l'Organizzazione marittima internazionale (IMO) e IPIECA per migliorare la capacità dei Paesi partner di prepararsi e rispondere alle fuoriuscite di petrolio marino.

(31) Fondata da un gruppo di aziende Oil and Gas, tra cui Eni, ha lo scopo di incoraggiare e supportare l'industria e i governi nell'adozione di capacità di risposta alle fuoriuscite di petrolio comprovate, credibili, integrate e sostenibili a livello nazionale, regionale e internazionale.

(32) Il modello di gestione BES di Eni è declinato in dettaglio nella Policy BES disponibile sul sito Eni

<https://www.eni.com/assets/documents/Biodiversita-Eni-e-servizi-ecosistemici.pdf>

(33) Rio de Janeiro, 1992.

BES, cambiamento climatico, gestione delle risorse idriche) e sociali (come lo sviluppo sostenibile delle comunità locali) siano identificate e gestite correttamente sin dalle prime fasi progettuali. Attraverso l'applicazione della Gerarchia di Mitigazione, Eni dà priorità alle misure preventive rispetto alle correttive con l'obiettivo primario di evitare perdita netta (no net loss) di biodiversità. Il coinvolgimento attivo degli stakeholder è fondamentale per l'attuazione e il miglioramento continuo nella gestione della tematica BES e garantisce l'effettiva applicazione della Gerarchia di Mitigazione. La consultazione e la collaborazione con le comunità locali, le popolazioni indigene e gli altri stakeholder locali aiutano a comprendere le loro aspettative e preoccupazioni, a determinare come i servizi ecosistemici e biodiversità vengono utilizzati e a identificare opzioni gestionali che includano anche le loro esigenze. Il coinvolgimento dei principali stakeholder è un processo inclusivo e trasparente che avviene sin dalle fasi iniziali di un progetto e continua per tutto il ciclo di vita. L'esposizione al rischio biodiversità di Eni viene periodicamente valutata mappando la vicinanza geografica ad aree protette ed aree importanti per la conservazione della biodiversità. Tale mappatura consente l'identificazione dei siti prioritari dove intervenire con indagini a più alta risoluzione per caratterizzare il contesto operativo e ambientale e valutare i potenziali impatti da mitigare attraverso Piani d'Azione, garantendo così un'efficace gestione dell'esposizione al rischio. Inoltre, dal 2019, Eni si è impegnata a non svolgere attività di esplorazione e sviluppo nei Siti Naturali presenti nella Lista del Patrimonio Mondiale dell'Umanità dell'UNESCO³⁴. Tale impegno conferma la Policy sulla biodiversità e servizi ecosistemici che Eni segue da tempo nelle proprie operazioni, in linea con la mission aziendale, e ribadisce sia il proprio approccio alla conservazione dell'ambiente naturale in ogni area ad elevato valore di biodiversità sia la promozione di buone pratiche gestionali nelle joint venture dove Eni non è operatore. Nel 2020 Eni ha aderito ai principi del "Together with Nature", impegnandosi, oltre a riconoscere lo stretto legame tra cambiamento climatico e perdita di biodiversità, a ridurre al minimo i rischi e massimizzare gli sforzi per la protezione e la conservazione degli ecosistemi esistenti, attraverso l'applicazione di soluzioni basate sulla natura (*Nature-based Solutions*), fondate su rigorosi principi ecologici.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2020 i prelievi di **acqua** di mare sono aumentati complessivamente del 10%, principalmente per l'incremento registrato presso l'impianto petrolchimico di Priolo (dove l'at-

tività è ripresa dopo la fermata per manutenzione del 2019 e dove, a partire dal secondo semestre 2020, si è proceduto ad effettuare prove di funzionalità sulla rete acqua mare con incremento dei relativi prelievi). Sull'aumento dei prelievi di acqua mare hanno inoltre influito le attività upstream di start up in Angola. L'incremento dei prelievi di acqua mare è stato in parte compensato dalla minore quantità di materie prime lavorate presso la raffineria di Taranto (-8 Mm³). I prelievi di acque dolci, pari a circa il 7% dei prelievi idrici totali e imputabili per oltre il 70% al settore R&MeC, hanno registrato un calo dell'11%. Il trend è riconducibile alla riduzione dei prelievi di acque superficiali di oltre 19 Mm³ presso il petrolchimico di Mantova dovuto sia alla cessazione delle attività di manutenzione del 2019 sia alle attività di sensibilizzazione e controllo delle singole utenze messe in campo dal sito nel corso del 2020. La percentuale di riutilizzo delle acque dolci è salita al 91% rispetto all'89% del 2019. La percentuale di reiniezione dell'acqua di formazione del settore E&P si è attestata al 53%, in diminuzione rispetto al 2019 (in cui è stata pari al 58%) a causa delle fermate in Libia, dei malfunzionamenti ai sistemi di reiniezione dei campi di Loango e Zatchi in Congo e del campo di Ebocha in Nigeria (con difficoltà nell'eseguire attività di manutenzione a causa del ridotto presidio di personale per l'emergenza COVID-19) nonché dell'uscita dal dominio di consolidamento di Eni Ecuador che registrava performance particolarmente elevate in termini di percentuali di reiniezione. Dall'analisi del livello di stress dei bacini idrografici³⁵ e da approfondimenti effettuati a livello locale, risulta che i prelievi di acqua dolce da aree a stress rappresentino l'1,5% dei prelievi idrici totali di Eni. Nel 2020, in particolare, Eni ha prelevato 113 milioni di metri cubi (Mm³) di acqua dolce, di cui 26,5 Mm³ da aree a stress idrico (11,8 Mm³ da acque superficiali, 5,4 Mm³ da acque sotterranee, 4,6 Mm³ da terze parti, 3,2 Mm³ da acquedotto e 1,5 Mm³ da TAF). L'acqua di produzione onshore in aree a stress idrico è stata pari a 20,7 Mm³. Nel 2020, Eni ha scaricato 93,6 milioni di metri cubi di acqua dolce, di cui 18,3 Mm³ in aree a stress idrico (pari al 20%). I barili sversati a seguito di **oil spill** operativi sono diminuiti del 7% rispetto al 2019. Tra gli eventi più significativi si segnalano uno sversamento in Nigeria di quasi 300 barili presso il Terminale di Brass (quasi tutti recuperati) e uno spill di 63 barili presso lo stabilimento petrolchimico di Brindisi (quantità completamente recuperata). Complessivamente è stato recuperato il 64% dei volumi di spill operativi. Il 73% dei barili sversati è riconducibile alle attività in Nigeria. Per quanto riguarda gli eventi da sabotaggio, nel 2020, si è registrata una diminuzione sia del numero di spill sia delle quantità sversate. Il 76% dei volumi sversati hanno riguar-

(34) Siti Naturali iscritti alla Lista Patrimonio Mondiale dell'Umanità dell'UNESCO alla data del 31 maggio 2019. Per approfondimenti si rimanda al sito Eni: <https://www.eni.com/it-IT/media/comunicati-stampa/2019/10/eni-si-impegna-a-non-svolgere-attivita-di-esplorazione-e-sviluppo-nei-siti-naturali-del-patrimonio-mondiale-dellunesco.html>

(35) Aree a stress idrico: aree caratterizzate da un valore del Baseline Water Stress superiore al 40%. L'indicatore, definito dal World Resources Institute (WRI - www.wri.org) misura lo sfruttamento delle fonti di acqua dolce e indica una situazione di stress se i prelievi da un dato bacino idrografico sono superiori al 40% della capacità di ricarica dello stesso.

dato le attività upstream in Nigeria, dove le quantità spillate si sono ridotte del 29% rispetto al 2019. In Egitto sono stati registrati due eventi, di cui uno ha causato lo sversamento di 1.000 barili da una linea di greggio nel deserto (70% già recuperato). In Italia è stata registrata un'effrazione all'oleodotto Genova-Ferrera Erboognone presso Novi Ligure, che ha causato lo sversamento di circa 400 barili di greggio. Complessivamente è stato recuperato il 46% dei volumi di oil spill da sabotaggio. I volumi sversati a seguito di chemical spill sono principalmente riconducibili alle attività upstream in Regno Unito e USA.

I **rifiuti** da attività produttive generati da Eni nel 2020 sono diminuiti del 19% rispetto al 2019, per il calo sia dei rifiuti non pericolosi (pari al 76% del totale) che dei pericolosi. La diminuzione dei rifiuti non pericolosi è legata principalmente al settore E&P, dove sono state generate oltre 350.000 tonnellate in meno rispetto al 2019 a causa del rallentamento delle attività a seguito dell'emergenza COVID-19 e a seguito della cessazione delle attività di Construction presso Zohr (Egitto). La riduzione dei rifiuti pericolosi è riconducibile sia al settore E&P (per le ridotte attività di perforazione che hanno avuto luogo in Nigeria e Kazakhstan) sia al settore R&MeC, dove le raffinerie di Taranto e Sannazzaro hanno registrato un sensibile calo della produzione di rifiuti per il rallentamento delle attività operative a seguito dall'emergenza sanitaria. La quota Eni di rifiuti recuperati e riciclati nel 2020 è stata pari al 13% dei rifiuti totali smaltiti⁽³⁶⁾, in aumento rispetto al 2019 grazie all'incremento dei rifiuti non pericolosi recuperati sia presso il settore E&P (Distretto Centro Meridionale) sia presso il settore R&MeC (raffinerie di Gela e Taranto). Nel 2020 sono state generate complessivamente 4,2 milioni di tonnellate di rifiuti da attività di bonifica (di cui 3,9 milioni da Eni Rewind), costituite per il 73% da acque di falda trattate da impianti TAF, in parte riutilizzate ed in parte restituite all'ambiente. Sono stati spesi €411 milioni in attività di bonifica.

Le **emissioni di inquinanti** in atmosfera sono diminuite, ad eccezione delle emissioni di ossidi di zolfo (SO_x) che sono

lievemente aumentate rispetto al 2019 (+0,1%), in particolare per le attività upstream dove è stata aggiornata la composizione del gas inviato alle torce di emergenza presso il Centro Olio Val d'Agri, gas che ha una maggiore percentuale di acido solfidrico (H_2S).

Nel 2020, Eni ha aggiornato la valutazione dell'esposizione al rischio **biodiversità** ai siti operativi di R&M, Versalis, EniPower e alle concessioni in sviluppo o sfruttamento del settore upstream, al fine di identificare dove le attività di Eni ricadono, anche solo parzialmente, all'interno di aree protette⁽³⁷⁾ o di siti prioritari per la conservazione della biodiversità (KBA)⁽³⁸⁾. L'analisi della mappatura dei siti operativi di R&M, Versalis e EniPower ha evidenziato che la sovrapposizione anche solo parziale con aree protette o con KBA riguarda 11 siti, tutti ubicati in Italia; ulteriori 18 siti in 7 Paesi (Italia, Austria, Ungheria, Francia, Germania, Svizzera e Regno Unito) sono invece adiacenti ad aree protette o KBA, ovvero si trovano ad una distanza inferiore a 1 km. Per quanto riguarda il settore upstream, 74 concessioni risultano in sovrapposizione parziale con aree protette o KBA, di cui 30, localizzate in 6 Paesi (Italia, Nigeria, Pakistan, Stati Uniti/Alaska, Egitto e Regno Unito), hanno attività operative nell'area di sovrapposizione. Il numero di siti e concessioni in sovrapposizione alle aree protette/KBA è in linea con i risultati del 2019. In più nel 2020 è stata eseguita un'analoga mappatura per gli oleodotti R&M in esercizio in Italia che ha evidenziato che circa il 10% della lunghezza totale degli oleodotti attraversa (sotto superficie) aree protette e KBA, rispettivamente per tratti di lunghezza totale di 118 km e 146 km. In generale, per tutte le Linee di Business, la maggiore esposizione in Italia e in Europa risulta essere verso le aree protette della Rete Natura 2000⁽³⁹⁾ che ha un'estesa dislocazione sui territori europei. In nessun caso, in Italia o all'estero, c'è sovrapposizione di attività operativa con siti naturali appartenenti al patrimonio mondiale dall'UNESCO (WHS)⁽⁴⁰⁾; un solo sito upstream⁽⁴¹⁾ è localizzato nelle vicinanze di un sito naturale WHS (il Monte Etna) ma non ci sono attività operative all'interno dell'area protetta.

(36) Nel dettaglio, nel 2020 il 10% dei rifiuti pericolosi smaltiti da Eni è stato recuperato/riciclato, il 4% ha subito un trattamento chimico/fisico/biologico, il 29% è stato incenerito, il 2% è stato smaltito in discarica, mentre il rimanente 55% è stato inviato ad altro tipo di smaltimento (incluso il conferimento a impianti di stoccaggio temporaneo prima dello smaltimento definitivo). Per quanto riguarda i rifiuti non pericolosi, il 14% è stato recuperato/riciclato, il 50% ha subito un trattamento chimico/fisico/biologico, il 3% è stato smaltito in discarica, mentre il rimanente 33% è stato inviato ad altro tipo di smaltimento (incluso il conferimento a impianti di stoccaggio temporaneo prima dello smaltimento definitivo e, per una piccola quota, l'incenerimento).

(37) Fonte: World Database of Protected Areas.

(38) Fonte: World Database of Key Biodiversity Areas. Le KBA (Key Biodiversity Areas) sono siti che contribuiscono in modo significativo alla persistenza globale della biodiversità, a terra, nelle acque dolci o nei mari. Sono identificati attraverso i processi nazionali dalle parti interessate locali utilizzando una serie di criteri scientifici concordati a livello globale. Le KBA considerate nell'analisi sono costituite da due sottoinsiemi, 1) Important Bird and Biodiversity Areas 2) Alliance for Zero Extinction Sites.

(39) Natura 2000 è il principale strumento della politica dell'Unione Europea per la conservazione della biodiversità. Si tratta di una rete ecologica diffusa su tutto il territorio dell'Unione, istituita ai sensi della direttiva 79/409/CEE del 2 Aprile 1979 sulla conservazione degli uccelli selvatici e della Direttiva 92/43/CEE "Habitat".

(40) WHS, World Heritage Site.

(41) Inoltre, nonostante non rientri nel perimetro di consolidamento, si segnala che il campo di Zubair (Iraq) si trova nelle vicinanze del sito Ahwar classificato sito WHS misto (naturale e culturale). Anche in questo caso nessuna infrastruttura o attività operativa ricade all'interno di tale area protetta.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020		2019	2018
		Totale	di cui società consolidate integralmente	Totale	Totale
Prelievi idrici totali ^(a)	(milioni di metri cubi)	1.723	1.683	1.597	1.776
di cui: acqua di mare		1.599	1.580	1.451	1.640
di cui: acqua dolce		113	101	128	117
di cui: prelevata da acque superficiali		71	62	90	81
di cui: prelevata da sottosuolo		21	18	20	19
di cui: prelevata da acquedotto o cisterna		7	6	8	6
di cui: acqua da TAF ^(b) utilizzata nel ciclo produttivo		4	4	3	4
di cui: risorse idriche di terze parti ^(c)		10	10	6	6
di cui: prelevata da altri stream ^(d)		0	0	1	1
di cui: acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie		11	2	18	19
Riutilizzo di acqua dolce	(%)	91	92	89	87
Acqua di formazione reiniettata		53	33	58	60
Scarico idrico totale ^(e)	(milioni di metri cubi)	1.583	1.580	1.432	1.668
di cui: in mare		1.501	1.501	1.334	1.576
di cui: in acque superficiali		67	67	79	72
di cui: in rete fognaria		11	10	14	15
di cui: ceduto a terzi ^(f)		4	2	5	5
Oil spill operativi ^(g)					
Numero totale di oil spill (>1 barile)	(numero)	46	29	67	72
Volumi di oil spill (>1 barile)	(barili)	958	780	1.033	2.665
Oil spill da sabotaggi (compresi furti) ^(g)					
Numero totale di oil spill (>1 barile)	(numero)	109	107	140	101
Volumi di oil spill (>1 barile)	(barili)	5.831	4.826	6.232	4.022
Chemical spill					
Numero totale di chemical spill	(numero)	24	24	21	34
Volumi di chemical spill	(barili)	3	3	4	61
Rifiuti da attività produttive	(milioni di tonnellate)	1,8	1,5	2,2	2,6
di cui: pericolosi		0,4	0,3	0,5	0,3
di cui: non pericolosi		1,4	1,2	1,7	2,3
Emissioni di NO _x (ossidi di azoto)	(migliaia di tonnellate di NO ₂ eq.)	51,7	31,2	52,0	53,1
Emissioni di SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO ₂ eq.)	15,3	4,8	15,2	16,5
Emissioni di NMVOC (Non Methan Volatile Organic Compounds)	(migliaia di tonnellate)	21,4	10,8	24,1	23,1
Emissioni di PST (Particolato Sospeso Totale)		1,3	0,6	1,4	1,5

(a) Inoltre, si segnala che le acque di produzione nel 2020 sono state pari a 57,4 Mm³.

(b) TAF: Trattamento acque di falda.

(c) I prelievi di risorse idriche di terze parti sono relativi esclusivamente ad acqua dolce.

(d) Anche ai fini di una maggiore aderenza alle richieste dello standard "GRI 303: Water and effluents 2018" adottato da Eni a partire da quest'anno, il dato relativo alle risorse idriche di terze parti viene riportato separatamente, a differenza di quanto avveniva nelle edizioni precedenti dove confluiva nel "di cui: prelevata da altri stream".

(e) Si segnala che nel 2020 le acque di produzione reiniettate e iniettate a scopo disposal sono state pari a 30,5 Mm³. Del totale degli scarichi idrici il 6% è acqua dolce.

(f) Si tratta di acqua ceduta per uso industriale.

(g) Il dato 2019 è stato aggiornato a seguito della chiusura di alcune investigazioni in data successiva alla pubblicazione della DNF 2019. Tale circostanza potrebbe verificarsi anche per il dato 2020.

NUMERO DI AREE PROTETTE E KBA IN SOVRAPPOSIZIONE CON SITI OPERATIVI R&M, VERSALIS, ENIPOWER E CONCESSIONI UPSTREAM^(a)

		SITI OPERATIVI R&M, Versalis, Enipower						Concessioni Upstream		
		In sovrapposizione a siti operativi			Adiacente a siti operativi (<1km) ^(b)			Con attività operativa nell'area di sovrapposizione		
		2020	2019	2018	2020	2019	2018	2020	2019	2018
Siti operativi/Concessioni Eni ^(c)	(numero)	11	11	n.d.	18	15	n.d.	30	31	27
Siti Naturali Patrimonio Mondiale UNESCO (WHS)	(numero)	0	0	n.d.	0	0	n.d.	0	0	0
Natura 2000		5	5	n.d.	19	21	n.d.	16	15	15
IUCN ^(d)		4	4	n.d.	13	11	n.d.	2	3	3
Ramsar ^(e)		0	0	n.d.	3	3	n.d.	3	2	2
Altre Aree Protette		2	2	n.d.	8	3	n.d.	11	12	7
KBA		5	6	n.d.	8	11	n.d.	12	13	12

(a) Il perimetro di rendicontazione, oltre alle società consolidate integralmente, include anche 5 concessioni upstream appartenenti a società operate in Egitto e un deposito costiero di R&M, anch'esso appartenente a società operata. Ai fini dell'analisi sono state valutate le concessioni upstream al 30 giugno di ogni anno di riferimento.

(b) Le aree importanti per la biodiversità e i siti operativi non si sovrappongono ma sono ad una distanza inferiore a 1 km.

(c) Un sito operativo/concessione di Eni può risultare in sovrapposizione/adiacenza a più aree protette o KBA.

(d) Aree protette con assegnata una categoria di gestione IUCN, International Union for Conservation of Nature.

(e) Lista di zone umide di importanza internazionale individuate dai Paesi che hanno sottoscritto la Convenzione di Ramsar firmata in Iran nel 1971 e che ha l'obiettivo di garantire lo sviluppo sostenibile e la conservazione della biodiversità di tali aree.

Diritti umani



Eni si impegna a svolgere le proprie attività nel rispetto dei diritti umani e si attende che i propri Business Partner facciano altrettanto nello svolgimento delle attività assegnate o svolte in collaborazione con e/o nell'interesse di Eni. Tale impegno, fondato sulla dignità di ciascun essere umano e sulla responsabilità dell'impresa di contribuire al benessere delle persone e delle Comunità nei Paesi di presenza, è espresso nella Dichiarazione di Eni sul rispetto dei diritti umani approvata nel dicembre 2018 dal CdA di Eni. Il documento evidenzia le aree prioritarie su cui è concentrato tale impegno e su cui Eni esercita un'approfondita due diligence, secondo un approccio sviluppato in coerenza con i Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani (UNGP)⁽⁴²⁾ e perseguendo un'ottica di miglioramento continuo. Questi aspetti sono descritti all'interno di un report dedicato, Eni for Human Rights, pubblicato per la prima volta nel dicembre 2019 ed aggiornato nel corso del 2020⁽⁴³⁾, in cui si fornisce una rappresentazione integrale del modello gestionale adottato da Eni sul tema e delle attività portate avanti negli ultimi anni, avvalendosi dell'UNGP Reporting Framework per rendicontare impegni e risultati.

I diritti umani rientrano tra le materie su cui il Comitato Sostenibilità e Scenari (CSS) svolge funzioni propositive e consultive nei confronti del CdA. Nel 2020 il CSS ha approfondito le attività svolte nel corso dell'anno e ha analizzato il risultato conseguito nella quarta edizione del Corporate Human Rights Benchmark (CHRB), in cui Eni ha confermato la propria leader-

ship, classificandosi come prima ex aequo con una sola altra società tra le 199 valutate.

Nel 2020 Eni ha ulteriormente rafforzato il processo di attribuzione al management di incentivi collegati alle performance sui diritti umani, assegnando obiettivi specifici a tutti i primi riporti dell'AD e agli altri livelli manageriali. Inoltre, Eni ha adottato una nuova procedura interna che delinea il processo di due diligence sui diritti umani come richiesto dagli UNGP ed ha aggiornato il proprio Codice Etico.

Con riferimento alla formazione, in continuità con il percorso di sensibilizzazione interno sui diritti umani avviato nel 2016, nel 2020 sono stati erogati specifici corsi e-learning dedicati alle funzioni maggiormente coinvolte, allo scopo di creare internamente un linguaggio e una cultura comune e condivisa sul tema e di migliorare la comprensione dei possibili impatti del business in materia.

Inoltre, dal 2006 è vigente una procedura Eni, inserita anche tra gli Strumenti Normativi Anti-Corruzione, che regola il processo di ricezione, analisi e trattamento di segnalazioni, anche relative ai diritti umani, inviate o trasmesse da stakeholder, persone di Eni e altri soggetti terzi, anche in forma confidenziale o anonima.

L'impegno di Eni, il modello di gestione e le attività condotte sui diritti umani si concentrano sui temi considerati più significativi per l'azienda – come richiesto anche dagli UNGPs – alla luce delle attività di business condotte e dei contesti in cui la società opera. I "salient human rights issue" identificati da Eni

(42) UN Guiding Principles on Business and Human Rights (UNGP).

(43) Si veda: <https://www.eni.com/assets/documents/eni-report-human-rights.pdf>

sono 13, raggruppati in 4 categorie: diritti umani (i) **nel posto di lavoro** (si veda capitolo Persone); (ii) nelle comunità che ospitano le attività di Eni; (iii) nelle relazioni commerciali (con fornitori, contrattisti e altri business partner); (iv) nei servizi di security.

Eni è impegnata nel prevenire possibili impatti negativi sui **diritti umani di individui e comunità ospitanti, derivanti dalla realizzazione di progetti industriali**. A tal fine, nel 2018 Eni si è dotata di un modello risk-based che si avvale di elementi legati al contesto di riferimento, quali ad esempio gli indici di rischio del data provider Verisk Maplecroft, e alle caratteristiche progettuali, al fine di classificare i progetti di business delle attività upstream in base al potenziale rischio diritti umani e individuare le opportune misure di gestione. I progetti a rischio più elevato sono oggetto di specifico approfondimento mediante "Human Rights Impact Assessment" (HRIA) per identificare le misure atte a prevenire gli impatti potenziali sui diritti umani e a gestire quelli esistenti. In coerenza con l'evoluzione a favore di una just transition e del suo impegno per la decarbonizzazione, nel 2020 Eni ha inoltre condotto un assessment di approfondimento per le attività del business Energy Evolution, volto a identificare le tematiche maggiormente rilevanti sui diritti umani nei progetti per la produzione di energia da fonti rinnovabili, a seguito del quale è stato predisposto uno specifico piano di azione.

In alcuni Paesi, quali la Norvegia, l'Australia e l'Alaska, Eni opera in aree in cui sono presenti popolazioni indigene, nei confronti delle quali ha adottato delle politiche specifiche a tutela dei loro diritti, cultura e tradizioni e per promuovere la loro consultazione preventiva, libera e informata. Nel corso del 2020 Eni ha approvato e pubblicato una Policy dedicata alle Popolazioni Indigene in Alaska⁴⁴, riferita alle attività di business svolte dalla società Eni US Operating in quell'area.

Il rispetto dei diritti umani nella **catena di fornitura** viene garantito attraverso l'adozione di comportamenti trasparenti, imparziali, coerenti e non discriminatori nella selezione dei fornitori, nella valutazione delle offerte e nella verifica delle attività previste a contratto (si veda capitolo Fornitori).

Nel 2020 è stato pubblicato il Codice di Condotta Fornitori che declina i principi contenuti nel Codice Etico verso i fornitori cui ne è richiesta la sottoscrizione in fase di qualifica o assegnazione dei contratti, impegnandosi a rispettare i valori di Eni e a riconoscere e tutelare il valore delle persone e prevenire ogni tipo di discriminazione.

Per supportare la due diligence sui diritti umani, Eni ha inoltre introdotto un nuovo modello risk-based per segmentare i fornitori qualificati secondo un potenziale rischio di violazione diritti umani in considerazione dei rischi Paese e merceologico. La valutazione di tali rischi si basa sull'applicazione di una metodo-

logia oggettiva e trasparente, che prevede la classificazione non solo del contesto geografico ma anche la valutazione delle peculiarità dell'attività svolta, avvalendosi di informazioni verificate durante il processo di qualifica, che ha accertato sia la complessità (ad esempio competenze richieste, forza lavoro impiegata, attrezzature e materiali impiegati) sia la rilevanza in termini HSE del settore merceologico di riferimento. I fornitori valutati in ambito diritti umani svolgono attività direttamente correlate ai fabbisogni di Eni, di tipo sia industriale (tra cui montaggi elettrici e strumentali) sia civile (tra cui servizi di pulizia). Il modello consente di applicare presidi di controllo differenziati sulla base del livello di rischio, utilizzando criteri ispirati a standard internazionali, come ad esempio lo standard SA 8000.

Ulteriori azioni per contrastare le forme di moderna schiavitù e la tratta di esseri umani ed impedire lo sfruttamento di minerali associati a violazioni dei diritti umani nella catena di fornitura sono approfondite rispettivamente nel "Slavery and Human Trafficking Statement"⁴⁵ e nella Posizione sui "Conflict minerals"⁴⁶. Con riferimento ai Business Partner nei contratti upstream, Eni adotta clausole ad hoc per il rispetto dei diritti umani.

Eni gestisce le proprie **operazioni di security** nel rispetto dei principi internazionali previsti anche dai Voluntary Principles on Security & Human Rights cui Eni ha aderito nel 2020. Nel maggio 2020 Eni è stata ammessa come "Engaged Corporate Participant" alla Voluntary Principles Initiative (VPI), l'iniziativa multistakeholder dedicata al rispetto dei diritti umani nella gestione delle operazioni di Security che coinvolge governi, imprese e ONG. In linea con il suo impegno, Eni ha progettato un insieme coerente di regole e strumenti per garantire che: (i) i termini contrattuali comprendano disposizioni sul rispetto dei diritti umani; (ii) i fornitori delle forze di sicurezza siano selezionati, tra gli altri, in base a criteri afferenti i diritti umani, (iii) gli operatori e i supervisor della sicurezza ricevano formazione adeguata sul rispetto dei diritti umani; (iv) gli eventi considerati più a rischio siano gestiti conformemente agli standard internazionali. Inoltre, nel 2020 Eni ha dato avvio al modello di "human rights due diligence", volto a identificare il rischio di impatto negativo sui diritti umani in relazione alle attività di security e a valutare il ricorso ad eventuali misure preventive e/o di mitigazione. Al riguardo, è stato redatto il piano d'azione "Security & Human Rights" che ha previsto: i) il campionamento dei contratti di vigilanza in essere nei primi 10 Paesi risultanti dal risk-based model, al fine di verificare la presenza o meno al loro interno delle clausole sui diritti umani; ii) la verifica dell'allocazione/utilizzo di beni e servizi di security messi a disposizione delle forze di sicurezza, pubblica e privata, che operano presso i siti di Eni Pakistan; iii) la realizzazione del workshop di formazione e informazione in materia di "Security & Human Rights" in Angola.

(44) Si veda: <https://www.eni.com/assets/documents/indigenous-peoples-policy-1dec2020-final.pdf>.

(45) In conformità alla normativa inglese Modern Slavery Act 2015 e, a partire da quest'anno, alla normativa australiana Commonwealth Modern Slavery Act 2018.

(46) In adempimento alla normativa della US SEC.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2020 è proseguita la formazione obbligatoria per i dirigenti e i quadri (Italia ed estero) dei 4 moduli specifici: "Security and Human Rights", "Human Rights and relations with Communities", "Human Rights in the Workplace" e "Human Rights in the Supply Chain" che ha raggiunto un completamento del 99% rispetto alle iscrizioni. Inoltre, è continuata l'erogazione per tutta la popolazione Eni su base volontaria, dei percorsi di sostenibilità e diritti umani: "Sostenibilità in tema di stakeholder, reporting e diritti umani", "Sostenibilità e integrazione con il business", "SDGs" e il nuovo "SDGs Follow Up: L'Agenda 2030", tenendo conto delle due tipologie di fruizione la percentuale complessiva è pari al 92%.

Nel 2020 è stata inoltre riconfermata l'erogazione del corso e-learning "Security & Human Rights", rivolto alla popolazione target della famiglia professionale Security (quadri e dirigenti). L'e-learning è stato realizzato in tre lingue (italiano, inglese e francese), al fine di ampliarne la fruibilità. Anche grazie al corso sopra menzionato, la percentuale di personale appartenente alla famiglia professionale formato in tema di diritti umani si è attestata al 91%.

Inoltre, Eni dal 2009 conduce un programma di formazione a forze di sicurezza pubbliche e private presso le controllate, riconosciuto come best practice nella pubblicazione congiunta Global Compact e Principles for Responsible Investment (PRI) delle Nazioni Unite del 2013. Nel 2020, la sessione formativa

è stata realizzata in Angola e ha visto la partecipazione in presenza di 32 rappresentanti delle forze di sicurezza⁴⁷.

Sebbene nel 2020 non siano stati avviati nuovi "Human Rights Impact Assessment" (HRIA) a causa dell'emergenza, è proseguita la realizzazione delle azioni previste dai Piani di Azione relativi alle analisi di impatto sui diritti umani, svolte nel corso del 2019 e del 2018 sullo sviluppo dell'Area 1 in Messico e sullo sviluppo dell'Area 4 in Mozambico. Inoltre, nel 2020 Eni ha pubblicato un Report⁴⁸ sul completamento del Piano di Azione riferito al progetto Cabinda Nord in Angola ed un Report⁴⁹ sull'avanzamento del Piano di Azione riferito al citato progetto di sviluppo dell'Area 1 in Messico.

Per quanto concerne le segnalazioni, nel 2020 è stata completata l'istruttoria su 73 fascicoli⁵⁰, di cui 25⁵¹ includevano tematiche afferenti i diritti umani, principalmente relative a potenziali impatti sui diritti dei lavoratori. Tra queste sono state verificate 28 asserzioni con i seguenti esiti: per 11 di esse sono stati confermati, almeno in parte, i fatti segnalati ed intraprese azioni correttive per mitigarne e/o minimizzarne gli impatti tra cui: (i) azioni sul Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi, relative all'implementazione e al rafforzamento di controlli in essere; (ii) azioni verso partner commerciali/fornitori; (iii) azioni verso dipendenti, con provvedimenti disciplinari, secondo il contratto collettivo di lavoro e le altre norme nazionali applicabili. A fine anno risultano ancora aperti 16 fascicoli, in 6 dei quali sono richiamate tematiche relative ai diritti umani, riguardanti principalmente potenziali impatti sui diritti dei lavoratori.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020	2019	2018
Ore dedicate a formazione sui diritti umani	(numero)	33.112	25.845	10.653
In classe		260	108	164
Distance		32.852	25.737	10.489
Dipendenti che hanno ricevuto formazione sui diritti umani ^(a)	(%)	92	97	91
Forze di sicurezza che hanno ricevuto formazione sui diritti umani ^(b)	(numero)	32	696	73
Personale di security (famiglia professionale) che ha ricevuto formazione sui diritti umani ^(c)	(%)	91	92	96
Contratti di security contenenti clausole sui diritti umani		97	97	90
Fascicoli di segnalazioni (asserzioni) afferenti il rispetto dei diritti umani - chiusi nell'anno	(numero)	25 (28)	20 (26)	31 (34)
Asserzioni fondate		11	7	9
Asserzioni non fondate con adozione di azioni di miglioramento		9	8	9
Asserzioni non fondate/not applicable ^(d)		8	11	16

(a) Tale percentuale è calcolata come rapporto tra il numero di dipendenti iscritti che hanno completato un corso di formazione sul numero totale dei dipendenti iscritti.

(b) Le variazioni nei numeri del personale delle forze di sicurezza formato sui diritti umani, in alcuni casi anche significative tra un anno e l'altro, sono legate alle diverse caratteristiche dei progetti formativi ed alle contingenze operative.

(c) Si tratta di un valore percentuale cumulato. Il dato 2020 viene calcolato considerando solo i dipendenti Eni, a differenza del dato 2019 che include anche i contrattisti.

(d) Sono classificate come tali le segnalazioni/asserzioni in cui i fatti segnalati: i) coincidono con l'oggetto del pre-contenzioso, contenzioso e indagine; ii) non sono qualificabili come Segnalazioni Circostanziate Verificabili non ritenendo pertanto possibile avviare la fase di accertamento; iii) Circostanziate Verificabili per i quali, alla luce degli esiti delle verifiche preliminari condotte, non si valuta necessario l'avvio della successiva fase di accertamento.

(47) All'evento hanno preso parte, in presenza o da remoto, oltre 100 persone circa, tra cui il management e dipendenti di Eni, appartenenti ad altre oil companies e ONG.
(48) <https://www.eni.com/assets/documents/eng/just-transition/human-rights/HRA-Action-Plan-Cabinda-Centrum-summary-report-December-2020.pdf>.

(49) <https://www.eni.com/assets/documents/eng/just-transition/human-rights/Eni-Mexico-Summary-report-on-the-implementation-of-Human-Rights-Action-Plan-Area-1-update-2019-2020.pdf>.

(50) Fascicolo di segnalazione: è un documento di sintesi degli accertamenti condotti sulla/e segnalazione/i (che può contenere una o più asserzioni circostanziate e verificabili) nel quale sono riportati la sintesi dell'istruttoria eseguita sui fatti oggetto della segnalazione, l'esito degli accertamenti svolti e gli eventuali piani d'azione individuati.

(51) Tutti relativi a società consolidate con il metodo integrale.



Fornitori

Eni adotta criteri di qualifica e selezione dei fornitori per valutarne la capacità di soddisfare gli standard aziendali in materia di affidabilità etica, tecnico-operativa, salute, sicurezza, tutela dell'ambiente e dei diritti umani e cyber security. Eni realizza tale impegno promuovendo presso i fornitori i propri valori e coinvolgendoli nel processo di prevenzione dei rischi. A tal fine, nell'ambito del processo di procurement, Eni: (i) sottopone tutti i fornitori a processi di qualifica e due diligence per verificarne professionalità, capacità tecnico-operativa, affidabilità etica, economica e finanziaria e per minimizzare i rischi insiti nell'operare con terzi; (ii) richiede a tutti i fornitori la sottoscrizione del Codice di Condotta Fornitori con cui si assumono l'impegno a riconoscere e tutelare il valore delle persone e prevenire ogni tipo di discriminazione; (iii) monitora il rispetto di tali impegni, per assicurare il mantenimento da parte dei fornitori dei requisiti di qualifica nel tempo; (iv) qualora emergano criticità richiede l'implementazione di azioni di miglioramento o, qualora non soddisfino gli standard minimi di accettabilità, ne limita o inibisce l'invito a gare. Nel corso del 2020 Eni ha avviato l'iniziativa Just (Join Us in a Sustainable Transition), finalizzata a coinvolgere i fornitori nel percorso di transizione energetica equa e sostenibile, valorizzando gli aspetti di tutela ambientale, sviluppo economico e crescita sociale. In particolare, Eni ha: (i) ha esteso a tutti i processi di qualifica una valutazione relativa al rispetto dei diritti umani; (ii) avviato l'osservatorio "Transizione Sostenibile e Supply Chain" per raccogliere le esperienze di sostenibilità dei fornitori; (iii) introdotto criteri di sostenibilità e meccanismi premianti in gara per favorire le best practice dei fornitori; (iv) avviato un workshop sperimentale con società qualificate appartenenti al settore del trattamento chimico, fisico, biologico dei rifiuti liquidi per favorire l'adozione di modelli di economia circolare e/o iniziative di sostenibilità; (v) supportato l'iniziativa JUST attraverso interventi di comunicazione esterna ed interna, veicolando i principali obiettivi attraverso eniSpace, la piattaforma di collaborazione e comunicazione tra Eni e il mercato della fornitura, con la finalità di ribadire l'impegno di Eni nei confronti della sostenibilità della sua supply chain. Eni ha inoltre avviato lo sviluppo, in collaborazione con Boston Consulting Group (BCG) e Google Cloud, di Open-es,

una piattaforma digitale aperta e dedicata a tutti i fornitori del settore energetico con l'obiettivo di mettere a fattor comune e valorizzare informazioni, best practice e modelli di sostenibilità lungo la filiera e incentivare l'intera catena di fornitura verso la transizione energetica del settore. Infine, nell'ambito dell'**emergenza sanitaria COVID-19**, Eni ha istituito una task force per garantire la continuità, in sicurezza, delle attività dei contrattisti ed assicurare al contempo la resilienza della catena di fornitura durante la crisi, in modo da poter garantire un riavvio, a valle della situazione emergenziale, sicuro e tempestivo. Tra le misure attivate vi sono: (i) la rinegoziazione dei contratti, ricercando vantaggi reciproci quali l'estensione della loro durata a fronte di maggiore flessibilità ed efficienza e identificando forme contrattuali in grado di sostenere, ove possibile, i livelli occupazionali; (ii) misure a tutela dei fornitori a maggior rischio finanziario ad esempio ribilanciando i termini di pagamento; (iii) strategie di gara per favorire l'apertura del mercato anche alle piccole e medie imprese oppure, laddove non praticabile, favorendo joint venture tra piccole/medie imprese.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel corso del 2020, 5.655 fornitori (tra cui tutti i nuovi) sono stati oggetto di verifica e valutazione con riferimento a tematiche di sostenibilità ambientale e sociale (tra cui salute, sicurezza, ambiente, diritti umani, anticorruzione, compliance). Per il 15% dei fornitori oggetto di verifica (pari a 828) sono state rilevate potenziali criticità e/o possibili aree di miglioramento. Di questi, solo una quota parte, pari a 124, ha ricevuto una valutazione negativa in fase di qualifica oppure è stata oggetto di un nuovo provvedimento ostativo (stato di attenzione con nullaosta, sospensione o revoca della qualifica) o di una conferma dello stato ostativo preesistente. Le criticità rilevate (con conseguente richiesta di implementazione di piani di miglioramento) durante il processo di qualifica o l'assessment Human Rights sono riconducibili a tematiche HSE o a violazioni di diritti umani, ad esempio norme salute e sicurezza, violazione del Codice Etico, corruzione, eco-reati.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020	2019	2018
Fornitori oggetto di assessment con riferimento ad aspetti nell'ambito della responsabilità sociale	(numero)	5.655	5.906	5.184
di cui: fornitori con criticità/aree di miglioramento		828	898	1.008
di cui: fornitori con cui Eni ha interrotto i rapporti		124	96	95
Nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali	(%)	100	100	100

Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale



A dimostrazione dell'impegno a favore dei 10 Principi delle Nazioni Unite per il **business responsabile**, nel 2020 Eni è stata confermata nel Global Compact LEAD. Tali principi, tra cui il ripudio della corruzione, sono riflessi nel Codice Etico di Eni, diffuso a tutti i dipendenti in fase di assunzione, e nel Modello 231 di Eni SpA. Inoltre, a partire dal 2009, Eni ha progettato e sviluppato il Compliance Program Anti-Corruzione, nel rispetto delle vigenti disposizioni applicabili, delle convenzioni internazionali e tenendo conto di guidance e best practice, oltre che delle policy adottate da primarie organizzazioni internazionali. Si tratta di un sistema organico di regole e controlli volto a prevenire pratiche corruttive. Tutte le società controllate di Eni, in Italia e all'estero, devono adottare, con delibera del proprio CdA⁵², tutti gli strumenti normativi **anti-corruzione** emessi da Eni SpA. Inoltre, le società e gli enti in cui detiene una partecipazione non di controllo sono incoraggiati a rispettare gli standard definiti nella normativa interna anti-corruzione, adottando e mantenendo un adeguato sistema di controllo interno in coerenza con i requisiti stabiliti dalle leggi in materia.

Il Compliance Program Anti-Corruzione di Eni si è evoluto negli anni in un'ottica di miglioramento continuo, tanto che nel gennaio 2017 Eni SpA è stata la prima società italiana ad aver ricevuto la Certificazione ISO 37001:2016 "Anti-bribery Management Systems". Per il mantenimento di detta certificazione Eni è sottoposta ciclicamente ad audit di sorveglianza e ricertificazione che si sono sempre conclusi con esito positivo. In aggiunta, per garantire l'effettività del Compliance Program Anti-Corruzione, Eni, attraverso l'unità anti-corruzione, supporta le sue società controllate in Italia e all'estero, fornendo assistenza specialistica nell'attività relativa alla valutazione di affidabilità delle potenziali controparti a rischio (c.d. "due diligence"), alla gestione delle eventuali criticità/red flag emerse e all'elaborazione dei relativi presidi contrattuali. In particolare, vengono proposte, nell'ambito dei contratti con le controparti, specifiche clausole anti-corruzione che prevedono anche l'impegno a prendere visione e rispettare i principi contenuti nel corpo normativo anti-corruzione di Eni. Le principali attività anti-corruzione e l'informativa sugli strumenti normativi relativi emessi nel periodo di riferimento sono oggetto di relazioni periodiche indirizzate agli organi di controllo interno e al Chief Financial Officer di Eni.

Eni realizza altresì un programma di formazione anti-corruzione, sia attraverso e-learning sia con eventi in aula come workshop generali e job specific training. I workshop offrono una panoramica sulle leggi anti-corruzione applicabili a Eni, sui rischi che potrebbero derivare dalla loro violazione per persone fisiche e giuridiche e sul Compliance Program Anti-Corruzione adottato per far fronte a tali rischi. Generalmente insieme ai workshop vengono realizzati job specific training, ossia eventi formativi destinati ad aree professionali a specifico rischio di corruzione. Al fine di ottimizzare l'individuazione dei destinatari delle diverse

iniziative formative, è stata definita una metodologia per la segmentazione sistematica delle persone Eni in funzione di specifici driver di rischio di corruzione come ad esempio Paese, qualifica, famiglia professionale. Sono inoltre proseguite le attività di informazione e aggiornamento periodico attraverso l'elaborazione di brevi pillole informative di compliance, ivi inclusi eventuali temi anti-corruzione.

Nel 2020, in occasione del loro insediamento, ai membri del Consiglio di Amministrazione di Eni SpA sono stati illustrati a fini formativi gli elementi chiave del Compliance Program Anti-Corruzione anche in termini di coerenza di quest'ultimo rispetto alle best practice internazionali.

Inoltre, è proseguito anche il programma di formazione anti-corruzione per alcune categorie di terze parti di Eni con l'obiettivo di sensibilizzarli sul tema della corruzione e in particolare su come riconoscere un comportamento corruttivo e come prevenire la violazione delle leggi anti-corruzione nell'ambito della loro attività professionale.

L'esperienza di Eni in materia anti-corruzione matura anche attraverso la continua partecipazione a convegni eventi e gruppi di lavoro internazionali che rappresentano per Eni strumento di crescita e di promozione e diffusione dei propri valori. Al riguardo, si segnala, nel 2020, la partecipazione attiva di Eni nell'ambito del Partnering Against Corruption Initiative (PACI) del World Economic Forum e dell'Oil & Gas ABC Compliance Attorney Group (gruppo di discussione sulle tematiche anticorruzione nel settore dell'Oil & Gas).

Per valutare l'adeguatezza ed effettiva operatività del Compliance Program Anti-Corruzione, nell'ambito del piano integrato di audit approvato annualmente dal CdA, Eni svolge specifiche verifiche sulle attività rilevanti, con interventi dedicati e analisi su processi e società, individuati sulla base della rischio di Paese in cui operano e della relativa materialità, nonché su terze parti considerate a maggior rischio, ove previsto contrattualmente.

Eni, inoltre, sin dal 2006, si è dotata di una normativa interna allineata alle best practice nazionali e internazionali nonché alla normativa italiana in materia (L. 179/2017), che disciplina il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni (cd. di whistleblowing) ricevute, anche in forma confidenziale o anonima, da Eni e dalle società controllate in Italia e all'estero. Tale normativa consente a dipendenti e soggetti terzi, di segnalare fatti afferenti al Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi ed aventi ad oggetto comportamenti in violazione del Codice Etico, di leggi, regolamenti, provvedimenti delle Autorità, normative interne, Modello 231 o Modelli di Compliance per le controllate estere, idonei ad arrecare danno o pregiudizio, anche solo d'immagine, ad Eni. Al riguardo sono stati istituiti canali informativi dedicati e facilmente accessibili, disponibili sul sito eni.com.

(52) O in alternativa dell'organo equivalente a seconda della governance della società controllata.

La **strategia fiscale** di Eni, approvata dal CdA e disponibile sul sito internet della società⁵³, si fonda sui principi di trasparenza, onestà, correttezza e buona fede previsti dal proprio Codice Etico e dalle "Linee Guida OCSE per le Imprese Multinazionali"⁵⁴ ed ha come primo obiettivo l'assolvimento delle imposte nei diversi Paesi di attività nella consapevolezza di poter contribuire in modo significativo al gettito fiscale degli Stati, sostenendo lo sviluppo economico e sociale locale.

Eni ha disegnato e implementato un Tax Control Framework di cui è responsabile il CFO di Eni, strutturato in un processo aziendale a tre fasi: i) valutazione del rischio fiscale (Risk Assessment); ii) individuazione e istituzione dei controlli a presidio dei rischi; iii) verifica di efficacia dei controlli e relativi flussi informativi (Reporting).

Nell'ambito delle attività di gestione del rischio fiscale e di contenzioso, Eni adotta la preventiva interlocuzione con le Autorità fiscali e il mantenimento di rapporti improntati alla trasparenza, al dialogo ed alla collaborazione partecipando, laddove opportuno, a progetti di cooperazione rafforzata (Co-operative Compliance). A testimonianza dell'impegno verso una migliore governance e trasparenza del settore estrattivo, fondamentale per favorire un uso responsabile delle risorse e prevenire fenomeni corruttivi, Eni aderisce all'Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) dal 2005. In tale contesto, Eni partecipa attivamente sia a livello locale, attraverso i Multi Stakeholder Group nei Paesi aderenti, che nell'ambito delle iniziative del Board a livello internazionale.

In conformità alla legge italiana n. 208/2015, Eni redige il "Country-by-Country Report" previsto dalla Action 13 del progetto "Base erosion and profit shifting - BEPS", promosso dall'OCSE con la sponsorship del G-20, il cui obiettivo è far dichiarare i profitti delle aziende multinazionali nelle giurisdizioni dove le attività economiche che li generano sono svolte, in misura proporzionale al valore generato. Nell'ottica di favorire la trasparenza fiscale a beneficio di tutti gli stakeholder interessati, tale report è oggetto di pubblicazione volontaria da parte di Eni, pur non essendoci obblighi normativi al riguardo⁵⁵. La pubblicazione di questo report è stata riconosciuta come best practice dalla stessa EITI⁵⁶.

Sempre in linea con il supporto ad EITI, Eni ha pubblicato una posizione pubblica sulla trasparenza contrattuale in cui incoraggia i Governi a conformarsi al nuovo standard sulla pubblicazione dei contratti ed esprime il proprio sostegno ai meccanismi e alle iniziative che saranno avviate dai Paesi per promuovere la trasparenza in questo ambito. Infine, anticipando di due anni gli obblighi di rendicontazione in materia di trasparenza dei pagamenti agli Stati nell'esercizio dell'attività estrattiva introdotti dalla Direttiva Europea 2013/34 UE (Accounting Directive), Eni aveva iniziato nel 2015 a fornire disclosure su base volontaria di una serie di dati di sintesi dei flussi finanziari pagati agli Stati nei quali conduce attività di ricerca e produzione d'idrocarburi.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel corso del 2020 sono stati svolti, in 21 Paesi, 31 interventi di audit che hanno previsto verifiche anti-corrruzione confermando nel complesso l'adeguatezza ed effettiva operatività del Compliance Program Anti-Corrruzione.

Nel 2020 i casi di corruzione accertati⁵⁷ relativi ad Eni SpA sono pari a 0; per i procedimenti in corso si veda la sezione "Contenziosi" da pagina 276 in poi.

A partire da marzo 2020, a causa dell'emergenza legata al COVID-19, gli eventi formativi pianificati in aula sono stati effettuati in modalità distance. Inoltre, nel 2020 è proseguita la formazione online sui temi anti-corrruzione secondo la metodologia risk-based iniziata nel 2019 rivolta a tutta la popolazione aziendale.

Nell'ambito dell'impegno con EITI, Eni segue le attività svolte a livello internazionale e nei Paesi aderenti contribuisce annualmente alla preparazione dei Report; inoltre, in qualità di membro, partecipa alle attività dei Multi Stakeholder Group in Congo, Ghana, Timor Leste e Regno Unito. In Kazakhstan, Indonesia, Mozambico, Nigeria e Messico, le controllate di Eni si interfacciano con i Multi Stakeholder Group locali di EITI mediante le associazioni di categoria presenti nei Paesi.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020		2019	2018
		Totale	di cui società consolidate integralmente	Totale	Totale
Interventi di audit con verifiche anti-corruzione ^(a)	(numero)	31	31	27	32
E-learning per risorse in contesto a medio/alto rischio corruzione	(numero di partecipanti)	3.388	3.276	13.886	951
E-learning per risorse in contesto a basso rischio corruzione		3.769	3.694	9.461	1.950
Workshop generale		904	832	1.237	1.765
Job specific training		568	539	1.108	1.461
Paesi in cui Eni supporta il Multi Stakeholder Group locali di EITI	(numero)	9	9	9	8

(a) I dati del 2018 si riferiscono alle sole società consolidate integralmente.

(53) Si veda: https://www.eni.com/assets/documents/Tax-strategy_ITA.pdf.

(54) Si veda: <https://www.oecd.org/daf/inv/mne/MNEguidelinesITALIANO.pdf>.

(55) Per maggiori dettagli si veda l'ultimo Country-by-Country Report pubblicato nel novembre 2020 relativo all'anno 2019:

<https://www.eni.com/assets/documents/ita/sostenibilita/2019/Country-by-Country-2019-ITA.pdf>

(56) EITI ha individuato Eni e Shell come aziende pioniere tra le major Oil and Gas nella reportistica Country-by-Country (per maggiori informazioni si veda:

<https://eiti.org/news/extractives-companies-champion-tax-transparency>).

(57) Tale dato include gli accertamenti effettuati su eventuali segnalazioni.



ALLEANZE PER LA PROMOZIONE DELLO SVILUPPO LOCALE



Una leva del modello di business di Eni è rappresentata dalla promozione dello sviluppo locale, attraverso la valorizzazione delle risorse dei Paesi in cui Eni è presente, destinando al mercato locale la produzione di gas e favorendo l'accesso all'elettricità, insieme ad un'ampia serie di iniziative di sviluppo socio-economico in linea con gli obiettivi di sviluppo dei Paesi stessi. La diffusione imprevedibile e rapida della pandemia ha destabilizzato i sistemi sanitari, sociali ed economici in tutto il mondo, ma allo stesso tempo ha mostrato come di fronte alle grandi sfide non si possa che unire le forze, agire insieme, valorizzando i fattori in comune con i diversi partner impegnati nelle aree di interesse: dalle Organizzazioni Internazionali alle Banche di sviluppo, dalle Istituzioni Nazionali al settore privato, dalle Università ai Centri di Ricerca, dagli Enti di Cooperazione alle Organizzazioni della Società Civile presenti nei territori in cui Eni opera, con l'obiettivo comune di favorire uno sviluppo sostenibile locale nell'innato rispetto della dignità di ogni persona. A partire dall'analisi del contesto socio-economico locale, che accompagna le varie fasi progettuali di business al fine di assicurare una maggiore efficienza e sistematicità nell'approccio decisionale, dal momento dell'acquisizione delle licenze fino al decommission, Eni adotta strumenti e metodologie coerenti con i principali standard internazionali per rispondere alle esigenze delle popolazioni locali. Queste attività, definite in specifici Programmi per lo Sviluppo Locale (**Local Development Programme - LDP**) in linea con l'Agenda 2030 delle Nazioni Unite, i Piani Nazionali di Sviluppo, i Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani (UNGP) e gli impegni previsti dall'Accordo di Parigi (Nationally Determined Contributions - NDCs), prevedono cinque linee di azione:

→ **Progetti di sviluppo locale:** contributo allo sviluppo socio-economico delle comunità locali, in coerenza con le legislazioni e i piani di sviluppo nazionali, anche in base alla conoscenza acquisita. Queste iniziative sono volte al miglioramento dell'accesso all'energia off-grid e al clean cooking, alla diversificazione economica (es. progetti agricoli, micro-credito, interventi infrastrutturali) e alla protezione e conservazione delle foreste e tutela del territorio, all'educazione e alla formazione professionale, all'accesso all'acqua ed ai servizi igienici e al supporto dei servizi/

sistemi sanitari, oltre al miglioramento dello stato di salute dei gruppi vulnerabili;

- **Local Content:** generazione di valore aggiunto attraverso il trasferimento di skill e know-how, l'attivazione di manodopera lungo la catena di fornitura locale e l'implementazione di progetti di sviluppo;
- **Land management:** gestione ottimale del territorio a partire dalla valutazione degli impatti derivanti dall'acquisizione di terreni su cui insistono le attività di Eni per definire eventuali alternative e misure di mitigazione degli impatti; Eni si impegna a valutare possibili alternative di progetto con l'obiettivo di perseguire il benessere delle comunità locali;
- **Stakeholder engagement:** valorizzazione della relazione con gli stakeholder che si fonda sulla condivisione di valori, sulla reciproca comprensione e attenzione;
- **Human Rights:** valutazione degli impatti potenziali o effettivi sui diritti umani riconducibili – direttamente o indirettamente – alle attività di Eni tramite Human Rights Impact Assessment, definizione delle relative misure di prevenzione o mitigazione, in linea con i Principi Guida delle Nazioni Unite (UNGP) e promozione dei diritti umani mediante i Progetti di sviluppo locale sopra richiamati.

La definizione di Local Development Programme implica l'impegno di Eni in prima linea sul campo e al fianco degli altri attori di sviluppo per contribuire allo sviluppo sostenibile dei Paesi. In questa direzione si muovono molte delle partnership sviluppate da Eni con Organizzazioni Internazionali e – più in generale – della cooperazione allo sviluppo, come ad esempio gli accordi siglati nel 2020: in Ghana con l'ufficio locale della World Bank e la Ghana Alliance for Clean Cookstoves and Fuels (GHACCO) per migliorare i sistemi di cottura e ridurre lo sfruttamento delle foreste, in Angola con USAID⁵⁸ nell'ambito della diversificazione economica con un focus sull'*empowerment* femminile, in Kenya con la Fondazione E4Impact per lo sviluppo dell'imprenditorialità locale. Inoltre, nel 2020 sono stati sottoscritti accordi di cooperazione con alcune Organizzazioni della Società Civile come AMREF, AVSI, CUAMM e VIS⁵⁹.

Nelle diverse fasi progettuali di business, in linea con i principi standard/metodologie riconosciuti a livello internazionale, Eni ha sviluppato:

- strumenti di analisi per meglio comprendere il contesto di

(58) Agenzia degli Stati Uniti per lo Sviluppo Internazionale.

(59) Organizzazioni della Società Civile riconosciute come organizzazioni internazionali di cooperazione allo sviluppo leader in ambiti come accesso all'energia, diversificazione economica, educazione, accesso all'acqua e servizi igienici, tutela del territorio, salute delle comunità.

riferimento e indirizzare opportunamente i progetti di sviluppo locale, come ad esempio la Social Context analysis – anche in base al global Multidimensional Poverty Index (MPI) sviluppato da UNDP (United Nations Development Programme) e Oxford University – e gli Human Rights Impact Assessment - (HRIA);

- strumenti gestionali per mappare la relazione con gli stakeholder e monitorare lo stato di avanzamento dei progetti e i risultati conseguiti, tra cui Stakeholder Management System - SMS, Logical Framework Approach - LFA e Monitoring, Evaluation and Learning - MEL;
- strumenti di valutazione di impatto, utili a valorizzare i benefici diretti, indiretti e indotti generati da Eni nel contesto di operatività del business e attraverso il modello di cooperazione, come ad esempio Eni Local Content Evaluation - ELCE e Eni Impact Tool⁶⁰;
- analisi atte a misurare la percentuale di spesa verso fornitori locali presso alcune rilevanti controllate estere upstream, che nel 2020, è risultata pari a circa il 38% dello speso totale.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2020, gli investimenti per lo sviluppo locale ammontano a circa €96,1⁶¹ milioni (quota Eni), di cui circa il 96% nell'ambito delle attività upstream. In Africa sono stati spesi un totale di €44,2 milioni, di cui €36,6 milioni nell'area Sub-Sahariana principalmente nell'ambito dello sviluppo e manutenzione di infrastrutture in particolare edifici scolastici. In Asia sono stati spesi circa €28,2 milioni, principalmente investiti nell'ambito della diversificazione economica, in particolare per lo sviluppo e la manutenzione di infrastrutture. In Italia sono stati spesi €16,9 milioni. Complessivamente in attività di sviluppo infrastrutturale, sono stati investiti circa €41,8 milioni, di cui €20,8 milioni in Asia, €16,3 milioni in Africa, €4,4 milioni in America Centro-Meridionale. Tra i principali progetti realizzati nel 2020 si segnalano iniziative per favorire: (i) l'accesso all'acqua attraverso desalinizzatori in Iraq e pozzi alimentati da sistemi fotovoltaici nel nord-est

della Nigeria; (ii) l'accesso all'elettricità in Libia e in Nigeria; (iii) la diversificazione economica sia nel settore agricolo in Congo e Nigeria sia per supportare l'imprenditoria locale e giovanile in Nigeria e Ghana; (iv) l'accesso all'educazione con attività sia per gli studenti che per i formatori in Angola, Mozambico, Ghana, Iraq e Messico. Nell'ambito degli interventi attuati in risposta alle esigenze sanitarie delle popolazioni dei Paesi in cui è presente, nel 2020, Eni ha sostenuto 22 iniziative contro la pandemia COVID-19, in 14 Paesi esteri, rivolte in particolare ai gruppi vulnerabili locali, ospedali, istituzioni sanitarie e ministeri della salute, fornendo: ventilatori e respiratori; apparecchiature per terapia intensiva e altre apparecchiature mediche; dispositivi di protezione individuale. Inoltre, il piano di risposta all'emergenza ha previsto: (i) l'implementazione di campagne di sensibilizzazione comunitaria e azioni di "community engagement" volte a prevenire la diffusione del virus; (ii) creazione di punti di accesso e distribuzione di acqua sicura dotati di sapone per il lavaggio delle mani; (iii) misure di protezione sociale e assistenza alimentare come la distribuzione di pasti per famiglie, gruppi vulnerabili e mense scolastiche; (iv) misure di supporto al sistema educativo attraverso la creazione di spazi di apprendimento diffusi e la distribuzione di materiale didattico. Oltre al supporto per combattere la pandemia, Eni ha realizzato 29 iniziative in 13 Paesi per miglioramento dello stato di salute delle popolazioni dei Paesi partner quale prerequisito essenziale allo sviluppo socio-economico, attraverso rinforzamento delle competenze del personale sanitario, costruzione e riabilitazione di strutture sanitarie e loro equipaggiamento, accesso all'acqua potabile, informazione, educazione e sensibilizzazione su temi sanitari delle popolazioni coinvolte.

Infine, nel 2020, Eni, con l'obiettivo di valutare i potenziali impatti dei progetti sulla salute delle comunità coinvolte, ha concluso 4 studi di HIA (Health Impact Assessment), di cui 3 come studi integrati ESHIA (Environmental, Social and Health Impact Assessment).

Nel corso del 2020 sono stati ricevuti 107 grievance⁶², di cui il 53% sono stati risolti e chiusi. I reclami hanno riguardato principalmente: la gestione degli aspetti ambientali, sviluppo dell'occupazione, land management.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020		2019	2018
		Totale	di cui società consolidate integralmente	Totale	Totale
Investimenti per lo sviluppo locale	(milioni di euro)	96,1	80,4	95,3	94,8
di cui: infrastrutture		41,8	38,8	43,4	32,4

(60) Il Modello ELCE (Eni Local Content Evaluation) è un modello sviluppato da Eni e validato dal Politecnico di Milano per la valutazione degli effetti diretti, indiretti e indotti generati dalle attività di Eni a livello locale nei contesti in cui opera. Eni Impact Tool è una metodologia sviluppata da Eni e validata dal Politecnico di Milano che permette di valutare gli impatti sociali, economici e ambientali delle proprie attività sul territorio, di quantificare i benefici generati e indirizzare le scelte di investimento per le future iniziative.

(61) Il dato include le spese per attività di resettlement che nel 2020 sono pari a €12,2 mln, di cui: €11,8 mln in Mozambico, €0,4 mln in Ghana e €0,004 mln in Kazakhstan.

(62) Reclami o lamentele sollevati da un individuo – o un gruppo di individui – relativi a impatti reali o percepiti causati dalle attività operative dell'azienda.

TEMI MATERIALI DI SOSTENIBILITÀ

Ogni anno, al fine di identificare le tematiche rilevanti per il Piano Strategico e per la rendicontazione di sostenibilità, viene aggiornata l'analisi di materialità. Gli aspetti materiali ricomprendono le tematiche prioritarie per gli stakeholder rilevanti di Eni, esterni ed interni, attraverso il cosiddetto "multi-stakeholder approach" e identificano le sfide e le opportunità chiave dell'intera catena delle attività per la creazione di valore nel lungo periodo.

Identificazione degli aspetti rilevanti

L'aggiornamento dell'analisi è stato effettuato a partire dagli aspetti materiali dello scorso anno cui sono state aggiunte le priorità segnalate dall'ESMA⁶³ in materia di dichiarazioni non finanziarie.

Analisi delle priorità interne ed esterne

La materialità dei temi identificati è definita sulla base delle analisi di priorità:

→ della rilevanza degli stakeholder e delle relative istanze, mappate e pesate sia attraverso una piattaforma dedicata (Stakeholder Management System - SMS), che supporta la gestione delle relazioni con gli stakeholder locali, sia mediante interviste con le funzioni responsabili che intrattengono rapporti con stakeholder specifici a livello centrale su base

continuativa durante l'anno attraverso incontri, consultazioni, iniziative, workshop, ecc.;

- dei rischi ESG risultanti dal processo di Risk Management Integrato (RMI), che tiene in considerazione anche le evidenze fornite da provider esterni, tra cui RepRisk⁶⁴. Tali rischi sono valutati considerando anche potenziali impatti ambientali, sociali, su salute e sicurezza e reputazionali;
- degli elementi di scenario – definiti sulla base degli argomenti che sono stati affrontati durante le riunioni del Comitato Sostenibilità e Scenari (CSS) nel corso del 2020.

La combinazione di queste analisi permette di includere le tematiche prioritarie sia per gli stakeholder rilevanti sia per l'azienda stessa.

Condivisione e validazione con l'organo di governo

Il management coinvolto nel processo di reporting non finanziario ha validato gli aspetti materiali, che, a loro volta, sono stati presentati al CSS e al CdA, congiuntamente alla relativa analisi.

Di seguito sono evidenziati i temi materiali 2020 ai quali sono stati associati gli SDG su cui le attività di Eni hanno un impatto diretto o indiretto.

I TEMI MATERIALI 2020

NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050		SDG DI RIFERIMENTO
CONTRASTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICO	Emissioni GHG, Promozione del gas naturale, Rinnovabili, Biocarburanti e chimica verde, Soluzioni per lo stoccaggio della CO ₂	7 - 9 - 12 - 13 - 15 - 17
ECCELLENZA OPERATIVA		
PERSONE	Occupazione, Diversità e Inclusione Formazione	4 - 5 - 8 - 10
SALUTE	Gestione dell'emergenza sanitaria Tutela della salute dei lavoratori e delle comunità	3 - 6 - 8
SICUREZZA	Sicurezza delle persone, asset integrity	3 - 8
AMBIENTE	Risorsa idrica, biodiversità, oil spill, qualità dell'aria, bonifiche e rifiuti	3 - 6 - 9 - 11 - 12 - 14 - 15
DIRITTI UMANI	Diritti dei lavoratori e delle comunità locali, Catena di fornitura e Security	1 - 4 - 8 - 10 - 16 - 17
INTEGRITÀ NELLA GESTIONE DEL BUSINESS	Trasparenza e Lotta alla corruzione	16 - 17
ALLEANZE PER LO SVILUPPO		
ACCESSO ALL'ENERGIA	Accesso all'energia	7 - 17
SVILUPPO LOCALE ATTRAVERSO PARTNERSHIP PUBBLICO PRIVATE	Diversificazione economica; Educazione e Formazione; Accesso all'acqua e all'igiene; Salute; protezione e conservazione delle foreste e tutela del territorio; Partnership Pubblico Private Supporto per l'emergenza sanitaria	1 - 2 - 3 - 4 - 5 - 6 - 7 8 - 9 - 10 - 13 - 15 - 17
LOCAL CONTENT	Business e valore aggiunto creato nei Paesi di presenza	4 - 8 - 9
DIGITALIZZAZIONE, INNOVAZIONE E CYBER SECURITY		7 - 9 - 12 - 13 - 17

(63) ESMA, l'Autorità europea degli strumenti finanziari e dei mercati (European Securities and Markets Authority), è l'organismo dell'UE con il compito di sorvegliare il mercato finanziario europeo ed ha rilasciato un public statement il 28 ottobre 2020 contenente anche le priorità relative alla reportistica non finanziaria.

(64) RepRisk è un provider per l'analisi di materialità dei rischi ESG relativi a società, settori, Paesi e tematiche, il cui modello di calcolo si basa sulla rilevazione e classificazione delle informazioni (i.e. "risk incidents") provenienti da media, altri stakeholder e fonti pubbliche esterne alle società.

PRINCIPI E CRITERI DI REPORTING

Standard, linee guida e raccomandazioni. La Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario è stata predisposta in conformità al D.Lgs. 254/2016 che recepisce la Direttiva Europea sulle Non-Financial Information, e ai "Sustainability Reporting Standards", pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI Standards), secondo un livello di aderenza "in accordance Core" ed è stata sottoposta ad esame limitato dalla società indipendente, revisore anche del bilancio consolidato al 31 dicembre 2020. Tutti gli indicatori GRI, riportati nel Content Index, fanno riferimento alla versione dei GRI Standard pubblicata nel 2016, ad eccezione di quelli degli: (i) "Standard 403: Occupational Health and Safety", (ii) "Standard 303: Water and Effluents" – che fanno riferimento all'edizione 2018 – e (iii) "Standard 207: Tax" del 2019. Inoltre, le raccomandazioni segnalate dall'ESMA (Autorità europea degli strumenti finanziari e dei mercati) in materia di rendicontazione non finanziaria sono state recepite sia all'interno della DNF sia nella Relazione sulla gestione, nonché il set di metriche core definite dal WEF nel White Paper "Measuring Stakeholder Capitalism - Towards Common Metrics and Consistent Reporting of Sustainable Value Creation" di settembre 2020.

Indicatori di performance. I KPI sono selezionati in base ai temi individuati come più significativi, sono raccolti su base annuale secondo il perimetro di consolidamento dell'anno di riferimento e si riferiscono al periodo 2018-2020. In generale, i trend relativi ai dati e agli indicatori di performance sono calcolati utilizzando anche cifre decimali non riportate nel documento. I dati relativi all'anno 2020 costituiscono la migliore stima possibile con i dati disponibili al momento della redazione del presente prospetto. Inoltre, è possibile che alcuni dati pubblicati negli anni precedenti siano oggetto di riesposizione nella presente edizione per una delle seguenti cause: affinamento/cambio delle metodologie di stima o calcolo, modifiche significative del perimetro di consolidamento o qualora si rendessero disponibili informazioni si-

gnificative aggiornate. Nel caso in cui una riesposizione dovesse essere effettuata, le relative motivazioni sono oggetto di appropriata disclosure nel testo. La maggior parte dei KPI presentati sono raccolti ed aggregati automaticamente attraverso l'utilizzo di specifici software aziendali.

Perimetro. Il perimetro degli indicatori di performance è allineato con gli obiettivi prefissati dalla società e rappresenta i potenziali impatti delle attività di cui Eni ha la gestione. In particolare, per i KPI relativi a sicurezza, ambiente e clima il perimetro è costituito dalle società che hanno impatti HSE⁶⁵ e include: i) le società in joint operation, a controllo congiunto o collegate in cui Eni ha il controllo delle operazioni e ii) le società controllate di Eni aventi un rischio HSE⁶⁶. Relativamente alla salute, i dati considerano le società che hanno impatti salute ed includono le società in joint operation, a controllo congiunto o collegate in cui Eni ha il controllo delle operazioni (con la sola eccezione dei dati relativi alle denunce di malattia professionale, che si riferiscono alle sole società consolidate integralmente). Il perimetro dei dati relativi alla formazione anticorruzione, agli investimenti per lo sviluppo locale e al numero di Paesi in cui Eni supporta EITI è relativo alle società di bilancio in cui sono condotte tali attività. Il perimetro dei dati relativi ai fascicoli di segnalazione si riferisce ad Eni SpA e alle società controllate. Il perimetro dei dati relativi agli interventi di audit con verifiche anticorruzione si riferisce a Eni SpA, le società controllate direttamente o indirettamente (escluse le società quotate dotate di un proprio presidio di internal audit), le società partecipate, in virtù di specifici accordi e le terze parti considerate a maggior rischio, ove previsto nei relativi contratti stipulati con Eni. I commenti alle performance si riferiscono a tali perimetri. Inoltre, a questi indicatori di performance è affiancata una vista addizionale solamente relativa al 2020 in cui si presentano i dati delle società consolidate integralmente. Infine, gli indicatori relativi a persone, diritti umani e fornitori si riferiscono ai dati delle società consolidate integralmente.

(65) Oltre alle società consolidate integralmente, il perimetro include le seguenti società non consolidate integralmente: Agiba Petroleum Co; Cardón IV SA; Costiero Gas Livorno SpA; Esacontrol SA; Eni Abu Dhabi Refining & Trading Services BV; Eni Gas Transport Services Srl; Eni Iran BV; Eni Ukraine Llc; EniProgetti Egypt Ltd; Groupment Sonatrach-Agip; Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA - in liquidazione; Karachaganak Petroleum Operating BV; Mellitah Oil & Gas BV; Mozambique Rovuma Venture SpA; Oleodotto del Reno SA; OOO "Eni-Nefto"; Oléoduc du Rhone SA; Petrobel Belayim Petroleum Co; Servizi Fondo Bombole Metano SpA; Società EniPower Ferrara Srl; Société Energies Renouvelables Eni-ETAP SA; Tecnoesa SA; Versalis Pacific (India) Private Limited; Vår Energi AS.

(66) Sulla base della tipologia di attività svolta e della numerosità del personale impiegato, sono incluse nel perimetro di consolidamento le società controllate di Eni SpA con impatti HSE (significativi e limitati) e sono escluse quelle con impatti HSE assenti.

KPI	METODOLOGIA
CAMBIAMENTO CLIMATICO	
EMISSIONI GHG	Scope 1: le emissioni di GHG dirette sono quelle derivanti dalle sorgenti riconducibili agli asset della compagnia (es. combustione, flaring, fuggitive e venting), e comprendono i CO₂, CH₄ e N₂O; il Global Warming Potential utilizzato per la conversione in CO₂ equivalente è 25 per il CH₄ e 298 per l'N₂O. Non comprende i contributi di emissioni di CO₂ di origine biogenica. Scope 2: sono le emissioni di GHG indirette relative alla generazione di energia elettrica, vapore e calore acquistati da terzi e destinati al consumo interno. Scope 3: emissioni di GHG indirette associate alla catena del valore dei prodotti Eni, che prevedono un'analisi per categoria di attività. Nell'ambito del settore Oil & Gas la categoria più rilevante è quella legata all'utilizzo dei prodotti energetici (cd. end-use) che Eni rendiconta utilizzando metodologie consolidate a livello internazionale (GHG Protocol e IPIECA) sulla base della produzione upstream.
INTENSITÀ DI EMISSIONI	Gli indicatori includono le emissioni di GHG dirette (Scope 1) che sono derivanti dagli asset operati da Eni, comprendono CO₂, CH₄ e N₂O e sono contabilizzate al 100%. → Upstream: indicatore focalizzato sulle emissioni derivanti da attività di sviluppo e produzione di idrocarburi. Il denominatore fa riferimento alla produzione lorda di idrocarburi operata. → R&M: indicatore focalizzato sulle emissioni derivanti dalle raffinerie tradizionali e bioraffinerie. Il denominatore fa riferimento alle quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorati) → EniPower: indicatore focalizzato sulle emissioni derivanti dalla produzione di elettricità e vapore delle centrali termoelettriche. Il denominatore fa riferimento all'energia elettrica equivalente prodotta (ad esclusione dell'impianto di cogenerazione di Bolgiano)
EFFICIENZA OPERATIVA	L'efficienza operativa esprime l'intensità delle emissioni GHG (Scope 1 e Scope 2 espresse in tonCO₂eq.) dei principali asset industriali operati da Eni rispetto alla produzione (convertita per omogeneità in barili di olio equivalente utilizzando i fattori di conversione medi Eni) nei singoli business di riferimento, misurandone quindi il grado di efficienza operativa in un contesto di decarbonizzazione. In particolare si specifica che: → Upstream: inclusi gli impianti di produzione di idrocarburi e di energia elettrica; → R&M: incluse solo le raffinerie; → Chimica: inclusi tutti gli stabilimenti; → EniPower: incluse le centrali ad esclusione dell'impianto di cogenerazione di Bolgiano. A differenza degli altri indici di intensità emissiva che si riferiscono alle singole aree di business e che considerano le sole emissioni di GHG Scope 1, l'indice di efficienza operativa misura sinteticamente l'impegno di Eni per la riduzione dell'intensità emissiva GHG, includendo anche le emissioni Scope 2.
INTENSITÀ ENERGETICA	L'indice di intensità energetica della raffinazione rappresenta il valore complessivo dell'energia effettivamente utilizzata in un determinato anno nei vari impianti di processo delle raffinerie, rapportato al corrispondente valore determinato in base a consumi standard predefiniti per ciascun impianto di processo. Per confrontare negli anni i dati è stato considerato come riferimento (100%) il dato relativo al 2009. Per gli altri settori l'indice rappresenta il rapporto tra i consumi energetici significativi associati agli impianti operati e le relative produzioni.
NET CARBON FOOTPRINT UPSTREAM	L'indicatore considera le Emissioni GHG Scope 1+2 delle attività di sviluppo e produzione idrocarburi operate e non operate da Eni contabilizzate su base equity (Revenue Interest) e al netto degli annullamenti di crediti forestali intervenuti nell'anno di riferimento.
NET GHG LIFECYCLE EMISSIONS	L'indicatore fa riferimento alle emissioni GHG Scope 1+2+3 associate alla filiera dei prodotti energetici venduti da Eni, includendo sia quelli derivanti da produzioni proprie, che quelli acquistati da terzi, contabilizzate su base equity e al netto degli offset. A differenza delle emissioni Scope 3 (end use), che Eni rendiconta in base alla produzione upstream, l'indicatore Net GHG Lifecycle Emissions ha un dominio di riferimento molto più ampio, rappresentando le emissioni Scope 1, 2 e Scope 3 riferite alle intere filiere dei prodotti energetici venduti da Eni, includendo anche le emissioni Scope 3 end-use associate al gas acquistato da terzi e ai prodotti petroliferi venduti da Eni.
NET CARBON INTENSITY	L'indicatore, contabilizzato su base equity, è espresso come rapporto tra le emissioni GHG assolute nette a ciclo di vita, (si veda Net GHG Lifecycle emissions), e il contenuto energetico dei prodotti venduti da Eni.
CAPACITÀ INSTALLATA DA RINNOVABILI	L'indicatore misura la capacità massima degli impianti di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili in quota Eni (eolica, solare, da moto ondoso e ogni altra fonte non fossile derivante da risorse naturali, escludendo l'energia nucleare). La capacità si definisce installata quando gli impianti sono in esercizio o quando è raggiunta la "mechanical completion" che rappresenta la fase finale di realizzazione dell'impianto ad eccezione della connessione alla rete.
PERSONE, SALUTE E SICUREZZA	
RELAZIONI INDUSTRIALI	In merito alle relazioni industriali, il periodo minimo di preavviso per modifiche operative è in linea con quanto previsto dalle leggi vigenti e dagli accordi sindacali sottoscritti nei singoli Paesi in cui Eni opera. Dipendenti Coperti da Contrattazione collettiva: si intendono quei dipendenti il cui rapporto di lavoro è regolato da contratti o accordi di tipo collettivo, siano essi nazionali, di categoria, aziendali o di sito. Questo è l'unico KPI dedicato alle persone che considera i dipendenti a ruolo (società con cui il dipendente stipula il contratto di assunzione). Tutti gli altri, compresi gli indicatori sulla formazione, sono calcolati secondo il metodo dell'utilizzo (società dove è prestata effettivamente l'attività lavorativa). Si segnala che, utilizzando questo secondo metodo, le due dimensioni (società di ruolo e servizio) potrebbero coincidere.
ANZIANITÀ LAVORATIVA	Numero medio degli anni lavorati dal personale dipendente presso Eni e controllate.
ORE DI FORMAZIONE	Ore erogate ai dipendenti Eni tramite percorsi formativi gestiti e realizzati da Eni Corporate University (aula e distance) e attraverso attività realizzate dalle unità organizzative delle aree di Business/Società di Eni in autonomia anche in modalità training on the job. Le ore medie di formazione sono calcolate come ore di formazione totali diviso il numero medio di dipendenti nell'anno.

KPI	METODOLOGIA
DIRIGENTI E QUADRI LOCALI ALL'ESTERO	Rapporto tra numero di dirigenti + quadri locali (dipendenti originari del Paese nel quale ha sede la loro principale attività lavorativa) su totale occupazione estero.
TASSO DI TURNOVER	Rapporto tra il numero delle assunzioni + risoluzioni dei contratti a tempo indeterminato e l'occupazione a ruolo a tempo indeterminato dell'anno precedente.
SICUREZZA	Eni si avvale di un numero elevato di contrattisti per lo svolgimento delle attività all'interno dei propri siti. TRIR: indice di frequenza di infortuni totali registrabili (infortuni con giorni di assenza, trattamenti medici e casi di limitazione al lavoro). Numeratore: numero di infortuni totali registrabili; denominatore: ore lavorate nello stesso periodo. Risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.000. Indice di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze: infortuni sul lavoro con giorni di assenza superiori a 180 giorni o che comportano una inabilità totale o permanente. Numeratore: numero di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze; denominatore: ore lavorate nello stesso periodo. Risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.000. Near miss: evento incidentale la cui origine, svolgimento ed effetto potenziale sono di natura incidentale, differenziandosi però da un incidente solo in quanto l'esito non si è rilevato dannoso, grazie a concomitanze favorevoli e 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 2020 in Eni riguardano: → Manovre di mezzi pesanti; → Sollevamenti di carichi; → Sistemi energizzati, in particolare attrezzature contenenti fluidi ad alta/bassa temperatura, parti elettriche esposte o parti meccaniche in movimento, quest'ultime relative a parti di attrezzature di perforazione o da taglio.
SALUTE	Numero di denunce di malattia professionale presentate da eredi: indicatore utilizzato come proxy del numero di decessi dovuti a malattie professionali. Casi registrabili di malattie professionali: numero di denunce di malattia professionale. Tipologie principali di malattie: le denunce di sospetta malattia professionale rese note al datore di lavoro riguardano patologie che possono avere un nesso causale con il rischio lavorativo, in quanto possono essere state contratte nell'esercizio e a causa delle attività lavorative con un'esposizione prolungata ad agenti di rischio presenti negli ambienti di lavoro. Il rischio può essere provocato dalla lavorazione svolta, oppure dall'ambiente in cui la lavorazione stessa si svolge. I principali agenti di rischio dalla cui esposizione prolungata può derivare una malattia professionale sono: i) agenti chimici (es. di malattia: neoplasie, malattie del sistema respiratorio, malattie del sangue); (ii) agenti biologici (es. di malattia: malaria); (iii) agenti fisici (es. di malattia: ipoacusia).
AMBIENTE	
RISORSA IDRICA	Prelievi idrici: somma dell'acqua di mare prelevata, dell'acqua dolce prelevata e dell'acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie. L'acqua da TAF rappresenta la quota di acqua di falda inquinata trattata e riutilizzata nel ciclo produttivo. Il limite per acqua dolce, più conservativo rispetto a quello indicato dallo standard GRI di riferimento (pari a 1.000 ppm), è pari a 2.000 ppm di TDS, così come previsto nella guida IPIECA/API/IOGP 2020. Scarichi idrici: Le procedure interne relative alla gestione operativa degli scarichi idrici disciplinano il controllo degli standard minimi di qualità e dei limiti autorizzativi prescritti per ciascun sito operativo, assicurandone il rispetto ed una tempestiva risoluzione in caso di loro superamento.
BIODIVERSITÀ	Numero di siti in sovrapposizione ad aree protette e a Key Biodiversity Areas (KBA): siti operativi e oleodotti R&M, Versalis e EniPower in Italia e all'estero, che si trovano dentro (o parzialmente dentro) i confini di una o più aree protette o KBA (a dicembre di ogni anno di riferimento). Numero di siti "adiacenti" ad aree protette e a Key Biodiversity Areas (KBA): siti operativi R&M, Versalis e EniPower in Italia e all'estero che, pur trovandosi fuori dai confini di aree protette o KBA, sono ad una distanza inferiore a 1 km (a dicembre di ogni anno di riferimento). Numero di concessioni upstream in sovrapposizione ad aree protette e a Key Biodiversity Areas (KBA), con attività nell'area di sovrapposizione: concessioni attive nazionali e internazionali, operate, in fase di sviluppo o di produzione, presenti nei database aziendali a giugno di ogni anno di riferimento che si sovrappongono ad una o più aree protette o KBA, in cui operazioni in sviluppo/produzione (pozzi, sealine, pipeline e impianti onshore e offshore come documentati nel geodatabase GIS aziendale) si trovano all'interno della zona di intersezione. Numero di concessioni upstream in sovrapposizione ad aree protette o Key Biodiversity Areas (KBA), senza attività nell'area di sovrapposizione: concessioni attive nazionali e internazionali, operate, in fase di sviluppo o di produzione, presenti nei database aziendali a giugno di ogni anno di riferimento che si sovrappongono ad una o più aree protette o KBA, in cui operazioni in sviluppo/produzione (pozzi, sealine, pipeline e impianti onshore e offshore come documentati nel geodatabase GIS aziendale) si trovano al di fuori della zona di intersezione. Le fonti utilizzate per il censimento delle aree protette e delle KBA sono rispettivamente il "World Database on Protected Areas" e il "World Database of Key Biodiversity Areas", dati messi a disposizione di Eni nel quadro dell'adesione alla Proteus Partnership di UNEP-WCMC. Ci sono alcune limitazioni da considerare quando si interpretano i risultati di questa analisi: → è riconosciuto a livello globale che esiste una sovrapposizione tra i diversi database delle aree protette e delle KBA, che può aver portato ad un certo grado di duplicazione nell'analisi (alcune aree protette/KBA potrebbero essere contate più volte); → i database delle aree protette o prioritarie per la biodiversità utilizzati per l'analisi, pur rappresentando le informazioni più aggiornate disponibili a livello globale, potrebbero non essere completi per ogni Paese.
SPILL	Sversamento da contenimento primario o secondario nell'ambiente di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero occorso durante l'attività operativa o a seguito di atti di sabotaggio, furto e vandalismo. In particolare, nel 2020 i volumi sversati da spill operativo hanno impattato per il 95% suolo e per il 5% corpo idrico, quelli a causa di sabotaggio hanno impattato per il 93% suolo e per il 7% corpo idrico.

KPI	METODOLOGIA
RIFIUTI	Rifiuti da attività produttiva: rifiuti derivanti da attività produttive, compresi i rifiuti provenienti da attività di perforazione e dai cantieri di costruzione. Rifiuti da attività di bonifica: comprendono i rifiuti derivanti da attività di messa in sicurezza e bonifica del suolo, demolizioni e acque di falda classificate come rifiuto. Il metodo di smaltimento dei rifiuti è comunicato ad Eni dal soggetto autorizzato allo smaltimento.
TUTELA DELL'ARIA	NO_x: emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Includono emissioni di NO_x da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Comprensive emissioni di NO ed NO₂, escluso N₂O. SO_x: emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO₂ ed SO₃. NM VOC: emissioni dirette totali di idrocarburi, idrocarburi sostituiti e idrocarburi ossigenati, che evaporano a temperatura ambiente. È incluso il GPL ed escluso il metano. PST: emissioni dirette di Particolato Sospeso Totale, materiale solido o liquido finemente suddiviso sospeso in flussi gassosi. Fattori di emissione standard.
DIRITTI UMANI	
CONTRATTI DI SECURITY CON CLAUSOLE SUI DIRITTI UMANI	L'indicatore relativo alla "percentuale di contratti di security con clausole sui diritti umani" si ottiene calcolando il rapporto tra il "Numero dei contratti di vigilanza e portierato di security con clausole sui diritti umani" e il "Numero totale dei contratti di vigilanza e portierato di security".
SEGNALAZIONI	L'indicatore si riferisce ai fascicoli di segnalazione relativi ad Eni SpA e società controllate, chiusi nell'anno ed afferenti i Diritti Umani; dei fascicoli così individuati, viene riportato il numero di asserzioni distinte per esito dell'istruttoria condotta sui fatti segnalati fondate, non fondate con adozione di azioni di miglioramento e non fondate/not applicable.
FORNITORI	
FORNITORI OGGETTO DI ASSESSMENT	L'indicatore si riferisce ai processi gestiti dalle società in perimetro; rappresenta tutti i fornitori oggetto di Due Diligence o sottoposti ad un processo di qualifica o oggetto di un feedback di valutazione delle performance sulle aree HSE o Compliance o comportamento commerciale o oggetto di un processo di retroazione oppure sottoposti ad un assessment su tematiche di diritti umani (ispirato allo standard SA 8000 o certificazione similare). L'indicatore si riferisce quindi a tutti i fornitori per i quali le attività di Vendor Management sono concentrate in Eni SpA (es. tutti i fornitori italiani, mega supplier ed internazionali) e ai fornitori locali di Eni Ghana, Eni Pakistan, Eni US e Eni Angola, Eni México S. de RL de CV e IEOC.
NUOVI FORNITORI VALUTATI SECONDO CRITERI SOCIALI	L'indicatore è ricompreso in quello dedicato ai "fornitori oggetto di assessment" e rappresenta tutti i nuovi fornitori sottoposti ad un processo di nuova qualifica.
TRASPARENZA, LOTTA ALLA CORRUZIONE E STRATEGIA FISCALE	
COUNTRY-BY-COUNTRY REPORT	La disclosure relativa al Country-by-Country report è coperta attraverso un rimando all'ultimo documento pubblicato (generalmente l'esercizio precedente a quello di rendicontazione della DNF) in linea con quanto previsto dallo standard GRI di riferimento (207-4).
FORMAZIONE ANTI-CORRUZIONE	E-learning rivolto a risorse in contesto di a medio/alto rischio di corruzione. E-learning rivolto a risorse in contesto a basso rischio corruzione. Workshop generale: eventi formativi in aula rivolti al personale in contesto ad alto rischio corruzione. Job specific training: eventi formativi in aula rivolti ad aree professionali in contesto a rischio corruzione.
SVILUPPO LOCALE	
INVESTIMENTI PER LO SVILUPPO LOCALE	L'indicatore si riferisce alla quota Eni della spesa per le iniziative di sviluppo locale realizzate da Eni a favore del territorio per promuovere il miglioramento della qualità della vita e uno sviluppo socio-economico sostenibile delle comunità nei contesti operativi.
SPESA VERSO FORNITORI LOCALI	L'indicatore si riferisce alla quota di spesa 2020 verso fornitori locali. La definizione di "spesa verso fornitore locale" è stata declinata secondo le seguenti modalità alternative sulla base delle peculiarità dei Paesi analizzati: 1) "Metodo Equity" (Ghana): la quota di spesa verso fornitori locali è determinata in base alla percentuale di proprietà della struttura societaria (es. per una Joint Venture con 60% di componente locale, viene considerata come spesa verso fornitore locale il 60% dello speso complessivo verso la Joint Venture); 2) "Metodo Valuta locale" (Angola e UK): viene individuata come spesa verso fornitori locali la quota parte pagata in valuta locale; 3) "Metodo della registrazione nel Paese" (Iraq e Nigeria): viene individuata come locale, la spesa verso fornitori registrati nel Paese e non appartenenti a gruppi internazionali/megasupplier (es. fornitori di servizi di perforazione/servizi ausiliari alla perforazione); 4) "Metodo della registrazione nel Paese + Valuta Locale" (Congo e Messico): viene individuata come locale, la spesa verso fornitori registrati nel Paese e non appartenenti a gruppi internazionali/megasupplier (es. fornitori di servizi di perforazione). Per questi ultimi, si considera come locale la spesa effettuata in valuta locale. I Paesi selezionati sono Ghana, Angola, UK, Iraq, Nigeria, Congo e Messico. I Paesi selezionati sono quelli più rappresentativi per il business di Eni da un punto di vista strategico e nei quali si è registrata una componente di spesa rilevante rispetto al totale speso del Gruppo Eni.

CONTENT INDEX

Aspetto Materiale/ Disclosure GRI	Descrizione/Disclosure GRI	Sezione e/o numero di pagina	Omission	WEF - Tematiche e metriche Core
PROFILO DELL'ORGANIZZAZIONE				
102-1	Nome dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pag. 1		
102-2	Principali attività, marchi, prodotti e/o servizi	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 2-3		
102-3	Sede principale	Relazione Finanziaria Annuale 2020, retro cover		
102-4	Paesi di operatività	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pag. 2		
102-5	Assetto proprietario e forma legale	Relazione Finanziaria Annuale 2020, retro cover https://www.eni.com/it-IT/chi-siamo/governance/azionisti.html		
102-6	Mercati serviti	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 2-3		
102-7	Dimensione dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 14-17		
102-8	Numero di dipendenti per tipo di contratto, regione e genere	DNF, pagg. 165-167; 184-185		
102-9	Descrizione della catena di fornitura	DNF, pag. 177		
102-10	Modifiche significative del Gruppo o della catena di fornitura	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 210-213; 473		
102-11	Modalità di applicazione del principio o approccio prudenziale	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 26-31		
102-12	Adozione di codici e principi esterni	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 18-19		
102-13	Adesione ad associazioni e organizzazioni nazionali e internazionali	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 18-19		
STRATEGIA				
102-14	Dichiarazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 8-13		
102-15	Principali impatti, rischi e opportunità	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 26-31; 122-146		Risk and opportunity oversight - Integrating risk and opportunity into business process
ETICA E INTEGRITÀ				
102-16	Valori, principi, standard, codici di condotta e codici etici	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 4-7; 38-39 DNF, pagg. 150; 152		Governing purpose - Setting purpose Ethical behaviour - Protected ethics advice and reporting mechanisms (si veda anche pagina 178)
GOVERNANCE				
102-18	Struttura di governo dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 32-39		
COINVOLGIMENTO DEGLI STAKEHOLDER				
102-40	Elenco degli stakeholder coinvolti	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 18-19		
102-41	Contratti collettivi di lavoro	DNF, pagg. 167; 184		
102-42	Identificazione e selezione degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 18-19		
102-43	Coinvolgimento degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 18-19		Stakeholder engagement - Material issues impacting stakeholders
102-44	Aspetti chiave e critiche emerse dal coinvolgimento degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 18-19		
PRATICHE DI REPORTING				
102-45	Società consolidate	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 438-473 DNF, pag. 183		
102-46	Definizione dei contenuti	DNF, pagg. 183, 188-190		
102-47	Aspetti materiali identificati	DNF, pagg. 182, 188-190		Stakeholder engagement - Material issues impacting stakeholders
102-48	Ridefinizione delle informazioni	DNF, pagg. 161-162; 173		

Aspetto Materiale/ Disclosure GRI	Descrizione/Disclosure GRI	Sezione e/o numero di pagina	Omission	WEF - Tematiche e metriche Core
102-49	Cambiamenti significativi di rendicontazione	DNF, pagg. 182-183, 188-190		
102-50	Periodo di rendicontazione	DNF, pag. 183		
102-51	Data di pubblicazione del precedente report	https://www.eni.com/it-IT/documentazione/2019.html		
102-52	Periodicità di rendicontazione	DNF, pag. 183		
102-53	Contatti per DNF	https://www.eni.com/it-IT/trasformazione.html		
102-54/102-55	Scelta dell'opzione in accordance e Content index	DNF, pagg. 183; 187-190		
102-56	Attestazione esterna	DNF, pagg. 191-193		

CONTRASTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICOEmissioni GHG, Promozione del gas naturale, Rinnovabili, Biocarburanti e Chimica verde, Soluzioni per lo stoccaggio della CO₂

Performance economica - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (fornitori - RNEF ¹ ; clienti - RNEC ²) DNF, pagg. 152-153; 156; 182; 188		
201-2	Implicazioni finanziarie connesse al cambiamento climatico	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 29; 128-131 DNF, pagg. 156-162		
Emissioni - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (fornitori - RNEF ¹ ; clienti - RNEC ²) DNF, pagg. 152-153; 156-162; 182; 184; 188		Climate change - TCFD implementation
305-1	Emissioni di gas serra dirette (Scope 1)	DNF, pagg. 160-162; 184		
305-2	Emissioni di gas serra generate da consumi energetici (Scope 2)	DNF, pagg. 160-162; 184		
305-3	Altre emissioni di gas serra indirette (Scope 3)	DNF, pagg. 160-162; 184		Climate change - Greenhouse gas (GHG) emissions
305-4	Intensità emissiva	DNF, pagg. 160-162; 184		
305-7	Ossidi di azoto (NO _x), ossidi di zolfo (SO _x) e altre emissioni significative	DNF, pagg. 171-173; 186		
Energia - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno pagg. 152-153; 156-162; 182; 184; 188		
302-3	Intensità energetica	DNF, pagg. 160-162; 184		

PERSONE

Occupazione, Diversità e inclusione, Formazione, Tutela della salute dei lavoratori e delle comunità

Presenza sul mercato - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 163-167; 182; 184; 188		
202-2	Manager e senior manager locali all'estero	DNF, pagg. 165-167; 184		
Occupazione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 163-166; 182; 184-185; 188		
401-1	Assunzioni e risoluzioni	DNF, pagg. 165-167; 185		Employment and wealth generation - Absolute number and rate of employment
Salute e sicurezza sul lavoro - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3; 403-1; 403-2; 403-4; 403-5; 403-7)		Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 163-167; 182; 185; 188		
403-10	Malattie professionali	DNF, pagg. 165-167; 185		
Formazione e istruzione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 163-167; 182; 184; 188		
404-1	Formazione dei dipendenti	DNF, pagg. 165-167; 184		Skills for the future - Training provided
Diversità e pari opportunità - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno		Dignity and equality - Pay equality Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti pag. 12
		DNF, pagg. 152-153; 163-167; 182; 188		Dignity and equality - Wage level Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti pag. 13

Aspetto Materiale/ Disclosure GRI	Descrizione/Disclosure GRI	Sezione e/o numero di pagina	Omission	WEF - Tematiche e metriche Core
405-1	Diversità degli organi di governo e dei dipendenti	DNF, pagg. 165-167 Relazione sul Governo Societario e gli assetti proprietari, Consiglio di Amministrazione		Quality of governing body - Governance body composition Dignity and equality - Diversity and inclusion
SICUREZZA Sicurezza delle persone e Asset integrity				
	Salute e sicurezza sul lavoro - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3; 403-1; 403-2; 403-3; 403-4; 403-5; 403-6; 403-7)	Perimetro: interno ed esterno (fornitori) DNF, pagg. 152-153; 168-169; 182; 185; 189		Health and well being - Health and safety
403-9	Infortuni sul luogo di lavoro	DNF, pagg. 168-169; 185		Health and well being - Health and safety
RIDUZIONE DEGLI IMPATTI AMBIENTALI Risorsa idrica, Biodiversità, Oil spill, Qualità dell'aria, Bonifiche e rifiuti				
	Acqua - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3; 303-1; 303-2)	Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 169-173; 182; 185; 189		
303-3	Prelievi idrici	DNF, pagg. 171-173; 185		Freshwater availability - Water consumption and withdrawal in water stressed areas
303-4	Scarichi idrici	DNF, pagg. 171-173; 185		
	Biodiversità - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 169-174; 182; 185; 189		
304-1	Operazioni in aree protette o ad alto valore di biodiversità	DNF, pagg. 171-174; 185		Nature loss - Land use and ecological sensitivity
	Scarichi e rifiuti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 169-173; 182; 185-186; 189		
306-2	Rifiuti per tipologia e modalità di smaltimento	DNF, pagg. 171-173; 186		
306-3	Sversamenti significativi	DNF, pagg. 171-173; 185		
	Compliance ambientale - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 169-174; 182; 189		
307-1	Compliance ambientale	Relazione Finanziaria Annuale 2020, pagg. 276-284		
DIRITTI UMANI Diritti dei lavoratori e delle comunità locali, Catena di fornitura e Security				
	Non discriminazione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF') DNF, pagg. 152-153; 174-176; 182; 186; 189		Dignity and equality - Risk for incidents of child, forced or compulsory labour
406-1	Incidenti di discriminazione e azioni intraprese	DNF, pagg. 176; 186		
	Pratiche di sicurezza - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF') DNF, pagg. 152-153; 174-176; 182; 186; 189		
410-1	Formazione al personale di security	DNF, pagg. 176; 186		
	Valutazione dei diritti umani - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF') DNF, pagg. 152-153; 174-176; 182; 189		
412-2	Formazione sul tema Diritti Umani	DNF, pag. 176		
	Fornitori e valutazioni sociali - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)	Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF') DNF, pagg. 152-153; 177; 182; 186; 189		
414-1	Qualifica sociale di nuovi fornitori	DNF, pagg. 177; 186		

Aspetto Materiale/ Disclosures GRI	Descrizione/Disclosure GRI	Sezione e/o numero di pagina	Omission	WEF - Tematiche e metriche Core
INTEGRITÀ NELLA GESTIONE DEL BUSINESS				
Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale				
Anti corruzione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 178-179; 182; 186; 190		Ethical behaviour - Anti-corruption
205-2	Comunicazione e formazione su politiche anti corruzione	DNF, pagg. 178-179; 186; 190		
205-3	Episodi di corruzione accertati e azioni intraprese	DNF, pag. 179		
Tax - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3; 207-1; 207-2; 207-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 178-179; 182; 186; 190		
207-4	Imposte: Rendicontazione Paese per Paese	DNF, pagg. 178-179; 186. Per maggiori informazioni si veda la nota 32 del Bilancio consolidato.		
ACCESSO ALL'ENERGIA, SVILUPPO LOCALE ATTRAVERSO PARTNERSHIP PUBBLICO-PRIVATE				
Diversificazione economica, Educazione e formazione, Accesso all'acqua e all'igiene, Salute				
Impatti economici indiretti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 180-182; 186; 190		
203-1	Investimenti infrastrutturali e per lo sviluppo	DNF, pagg. 181; 186		
		Perimetro: interno		Employment and wealth generation - Financial investment contribution
Performance economica - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pagg. 152-153; 182; 190		Nel 2020 si sono registrati investimenti al netto delle svalutazioni pari a €1.444 milioni e Share buybacks plus dividend payments pari a €1.968 milioni.
				Community and social vitality - Total tax paid Eni nel 2020 ha pagato €2.049 milioni di imposte.
201-1	Valore economico direttamente generato e distribuito	DNF, pag. 190		Employment and wealth generation - Economic contribution 1) Nel 2020, Eni ha generato un valore economico pari a €46 miliardi di cui sono stati distribuiti €41 miliardi, in particolare: 81% sono costi operativi, 7% salari e stipendi per i dipendenti, 7% pagamenti ai fornitori di capitale, 5% pagamenti alla Pubblica Amministrazione. 2) Eni nel 2020 ha ricevuto circa €84 milioni di assistenza finanziaria dalla Pubblica Amministrazione, principalmente all'estero.
Comunità locali - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 180-182; 190		
413-1	Attività di coinvolgimento delle comunità locali	DNF, pagg. 180-181		
LOCAL CONTENT				
Pratiche degli acquisti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (Fornitori - RNEF) DNF, pagg. 152-153; 180-182; 186; 190		
204-1	Spesa verso fornitori locali	DNF, pagg. 180-181; 186		
DIGITALIZZAZIONE, INNOVAZIONE E CYBER SECURITY				
Innovazione tecnologica - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. 152-153; 156-169; 182; 190		Innovation of better products and services - Total R&D expenses DNF, pagg. 160-162

(1) RNEF = Rendicontazione non estesa ai fornitori.
(2) RNEC = Rendicontazione non estesa ai clienti.

Relazione della Società di revisione



Relazione della società di revisione indipendente sulla dichiarazione consolidata di carattere non finanziario

ai sensi dell'art. 3, c. 10, D.Lgs. 254/2016 e dell'art. 5 Regolamento CONSOB adottato con delibera n. 20267 del gennaio 2018

Al Consiglio di Amministrazione di Eni SpA

Ai sensi dell'articolo 3, comma 10, del Decreto Legislativo 30 dicembre 2016, n. 254 (di seguito "Decreto") e dell'articolo 5 del Regolamento CONSOB n. 20267/2018, siamo stati incaricati di effettuare l'esame limitato ("limited assurance engagement") della dichiarazione consolidata di carattere non finanziario di Eni SpA e sue controllate (di seguito il "Gruppo") relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020 predisposta ex art. 4 del Decreto, presentata nella specifica sezione della Relazione sulla gestione e approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 18 marzo 2021 (di seguito "DNF").

Responsabilità degli Amministratori e del Collegio Sindacale per la DNF

Gli Amministratori sono responsabili per la redazione della DNF in conformità a quanto richiesto dagli articoli 3 e 4 del Decreto e dai "Global Reporting Initiative Sustainability Reporting Standards" definiti nel 2016, e aggiornati al 2019, dal GRI - Global Reporting Initiative (di seguito "GRI Standards"), indicati nel capitolo "Principi e criteri di reporting" della DNF, da essi individuati come standard di rendicontazione.

Gli Amministratori sono altresì responsabili, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno da essi ritenuta necessaria al fine di consentire la redazione di una DNF che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli Amministratori sono responsabili inoltre per l'individuazione del contenuto della DNF, nell'ambito dei temi menzionati nell'articolo 3, comma 1, del Decreto, tenuto conto delle attività e delle caratteristiche del Gruppo e nella misura necessaria ad assicurare la comprensione dell'attività del Gruppo, del suo andamento, dei suoi risultati e dell'impatto dallo stesso prodotti.

Gli Amministratori sono, infine, responsabili per la definizione del modello aziendale di gestione e organizzazione dell'attività del Gruppo, nonché, con riferimento ai temi individuati e riportati nella DNF, per le politiche praticate dal Gruppo e per l'individuazione e la gestione dei rischi generati o subiti dallo stesso.

Il Collegio Sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sull'osservanza delle disposizioni stabilite nel Decreto.

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale: Milano 20145 Piazza Tre Torri 2 Tel. 02 77851 Fax 02 7785240 Capitale Sociale Euro 6.890.000,00 I.v. C.F. e P.IVA e Reg. Imprese Milano Monza Brianza Lodi 12979680135 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: Ancona 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 071 2132311 - Bari 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 080 5640211 - Bergamo 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035 229691 - Bologna 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 051 6186211 - Brescia 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 030 3697501 - Catania 95129 Corso Italia 302 Tel. 095 7532311 - Firenze 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 055 2482811 - Genova 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 010 29041 - Napoli 80121 Via dei Mille 16 Tel. 081 36181 - Padova 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049 873481 - Palermo 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091 349737 - Parma 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521 275011 - Pescara 65127 Piazza Ettore Trollo 8 Tel. 085 4545711 - Roma 00154 Largo Forchetti 29 Tel. 06 570251 - Torino 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011 556771 - Trento 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461 237004 - Treviso 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422 666011 - Trieste 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 040 3480781 - Udine 33100 Via Poscolle 43 Tel. 0432 25789 - Varese 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332 285039 - Verona 37135 Via Francia 21/C Tel. 045 8263001 - Vicenza 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444 393311

www.pwc.com/it



Indipendenza della società di revisione e controllo della qualità

Siamo indipendenti in conformità ai principi in materia di etica e di indipendenza del *Code of Ethics for Professional Accountants* emesso dall'*International Ethics Standards Board for Accountants*, basato su principi fondamentali di integrità, obiettività, competenza e diligenza professionale, riservatezza e comportamento professionale. La nostra società di revisione applica l'*International Standard on Quality Control 1 (ISQC Italia 1)* e, di conseguenza, mantiene un sistema di controllo qualità che include direttive e procedure documentate sulla conformità ai principi etici, ai principi professionali e alle disposizioni di legge e dei regolamenti applicabili.

Responsabilità della società di revisione

È nostra la responsabilità di esprimere, sulla base delle procedure svolte, una conclusione circa la conformità della DNF rispetto a quanto richiesto dal Decreto e dai GRI Standards. Il nostro lavoro è stato svolto secondo quanto previsto dal principio "*International Standard on Assurance Engagements ISAE 3000 (Revised) - Assurance Engagements Other than Audits or Reviews of Historical Financial Information*" (di seguito "*ISAE 3000 Revised*"), emanato dall'*International Auditing and Assurance Standards Board (IAASB)* per gli incarichi di *limited assurance*. Tale principio richiede la pianificazione e lo svolgimento di procedure al fine di acquisire un livello di sicurezza limitato che la DNF non contenga errori significativi. Pertanto, il nostro esame ha comportato un'estensione di lavoro inferiore a quella necessaria per lo svolgimento di un esame completo secondo l'*ISAE 3000 Revised* ("*reasonable assurance engagement*") e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti e le circostanze significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di tale esame.

Le procedure svolte sulla DNF si sono basate sul nostro giudizio professionale e hanno compreso colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile per la predisposizione delle informazioni presentate nella DNF, nonché analisi di documenti, ricalcoli ed altre procedure volte all'acquisizione di evidenze ritenute utili.

In particolare, abbiamo svolto le seguenti procedure:

1. analisi dei temi rilevanti in relazione alle attività ed alle caratteristiche del Gruppo rendicontati nella DNF, al fine di valutare la ragionevolezza del processo di selezione seguito alla luce di quanto previsto dall'art. 3 del Decreto e tenendo presente lo standard di rendicontazione utilizzato;
2. analisi e valutazione dei criteri di identificazione del perimetro di consolidamento, al fine di riscontrarne la conformità a quanto previsto dal Decreto;
3. comparazione tra i dati e le informazioni di carattere economico-finanziario inclusi nella DNF ed i dati e le informazioni inclusi nel Bilancio Consolidato del Gruppo Eni;
4. comprensione dei seguenti aspetti:
 - modello aziendale di gestione e organizzazione dell'attività del Gruppo, con riferimento alla gestione dei temi indicati nell'art. 3 del Decreto;
 - politiche praticate dall'impresa connesse ai temi indicati nell'art. 3 del Decreto, risultati conseguiti e relativi indicatori fondamentali di prestazione;
 - principali rischi, generati o subito connessi ai temi indicati nell'art. 3 del Decreto.

Relativamente a tali aspetti sono stati effettuati inoltre i riscontri con le informazioni contenute nella DNF e effettuate le verifiche descritte nel successivo punto 5, lett. a);



5. comprensione dei processi che sottendono alla generazione, rilevazione e gestione delle informazioni qualitative e quantitative significative incluse nella DNF.

In particolare, abbiamo svolto interviste e discussioni con il personale della Direzione della Eni SpA e con il personale di Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni UK Limited e Versalis SpA e abbiamo svolto limitate verifiche documentali, al fine di raccogliere informazioni circa i processi e le procedure che supportano la raccolta, l'aggregazione, l'elaborazione e la trasmissione dei dati e delle informazioni di carattere non finanziario alla funzione responsabile della predisposizione della DNF.

Inoltre, per le informazioni significative, tenuto conto delle attività e delle caratteristiche del Gruppo:

- a livello di capogruppo,
 - a) con riferimento alle informazioni qualitative contenute nella DNF, e in particolare a modello aziendale, politiche praticate e principali rischi, abbiamo effettuato interviste e acquisito documentazione di supporto per verificarne la coerenza con le evidenze disponibili;
 - b) con riferimento alle informazioni quantitative, abbiamo svolto sia procedure analitiche che limitate verifiche per accertare su base campionaria la corretta aggregazione dei dati;
- per i siti di Eni SpA (Raffineria di Venezia e Distretto Centro-Settentrionale – Centro Olio Trecate), Eni Mediterranea Idrocarburi SpA (Nuovo Centro Olio Gela), Eni UK Limited (Liverpool Bay Offshore Assets) e Versalis SpA (Stabilimento di Porto Marghera), che abbiamo selezionato sulla base delle loro attività, del loro contributo agli indicatori di prestazione a livello consolidato e della loro ubicazione, abbiamo effettuato incontri ed approfondimenti nel corso dei quali ci siamo confrontati con i responsabili e abbiamo acquisito riscontri documentali circa la corretta applicazione delle procedure e dei metodi di calcolo utilizzati per gli indicatori.

Conclusioni

Sulla base del lavoro svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che la DNF del Gruppo Eni relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020 non sia stata redatta, in tutti gli aspetti significativi, in conformità a quanto richiesto dagli articoli 3 e 4 del Decreto e dai GRI Standards.

Roma, 2 aprile 2021

PricewaterhouseCoopers SpA


Giovanni Andrea Toselli
(Revisore Legale)


Paolo Bersani
(Procuratore)

Altre informazioni

Adesione al Codice italiano pagamenti responsabili

In linea con la policy di trasparenza e correttezza nella gestione dei propri fornitori, Eni SpA ha aderito al Codice Italiano Pagamenti Responsabili che Assolombarda ha istituito nel 2014. Nel 2020 i tempi medi di pagamenti dei fornitori, secondo le previsioni contrattuali, si sono attestati mediamente a 52 giorni.

Art. 15 (già art. 36) del Regolamento Mercati Consob (aggiornato con Delibera Consob n. 20249 del 28 dicembre 2017): condizioni per la quotazione di azioni di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea. In relazione alle prescrizioni regolamentari in tema di condizioni per la quotazione di società controllanti società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea e di significativa rilevanza ai fini del bilancio consolidato, si segnala che:

→ alla data del 31 dicembre 2020 le prescrizioni regolamentari dell'art. 15 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: NAOC – Nigerian Agip Oil Co Ltd, Eni Petroleum Co Inc, Eni Congo SA, Nigerian Agip Exploration Ltd, Eni Canada Holding Ltd, Eni Ghana Exploration and Production Ltd, Eni Trading & Shipping Inc, Eni Finance USA Inc;

→ sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

Regole per la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate

Le regole per la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate adottate dalla Società in linea con i listing standard Consob sono disponibili sul sito internet della Società e nella Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari 2020.

Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del Codice Civile, si attesta che Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie:

San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1;
San Donato Milanese (MI) - Piazza Vanoni, 1.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività.

Glossario

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito Internet di Eni all'indirizzo eni.com. Di seguito sono elencati quelli di uso più ricorrente.

Barile Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.

Boe (Barrel of Oil Equivalent) Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00665.

Capacità installata da rinnovabili Misura la capacità massima degli impianti di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili in quota Eni (eolica, solare, da moto ondoso e ogni altra fonte non fossile derivante da risorse naturali, escludendo l'energia nucleare). La capacità si definisce installata quando gli impianti sono in esercizio o quando è raggiunta la "mechanical completion" che rappresenta la fase finale di realizzazione dell'impianto ad eccezione della connessione alla rete.

Conversione Processi di raffineria che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il cracking, il visbreaking, il coking, la gassificazione dei residui di raffineria, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio esprime il "grado di conversione della raffineria"; più esso è elevato, più la raffineria è flessibile ed offre maggiori prospettive di redditività.

Elastomeri (o Gomme) Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici, i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene-butadiene (SBR), le gomme etilene-propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).

Emissioni di NO_x (ossidi di azoto) Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di NO_x da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO ed 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.

Emissioni GHG Scope 1 Emissioni dirette di GHG derivanti dalle operazioni della Compagnia, prodotte da fonti di proprietà o controllate dalla Compagnia.

Emissioni GHG Scope 2 Emissioni indirette di GHG derivanti dalla generazione di elettricità, vapore e calore acquistato da terze parti e consumate da asset posseduti o controllati dalla Compagnia.

Emissioni GHG Scope 3 Emissioni indirette di GHG associate alla catena del valore dei prodotti Eni.

Extrarete Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree (jet fuel), trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali.

Greenhouse Gases (GHG) Gas presenti nell'atmosfera, trasparenti alla radiazione solare, che assorbono le radiazioni infrarosse emesse dalla superficie terrestre. I GHG che interessano le attività di Eni sono: anidride carbonica (CO₂), metano (CH₄) e protossido di azoto (N₂O). Le emissioni di GHG sono convenzionalmente riportate in CO₂ equivalente (CO₂eq.) in conformità con i valori del Global Warming Potential, in linea con il quarto Assessment Report dell'IPCC AR4.

GNL Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160 °C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.

GPL Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.

Indice di efficienza operativa Eni Rapporto tra le emissioni GHG Scope 1 e Scope 2 delle principali attività operate di Eni e le rispettive produzioni, convertite per omogeneità in boe.

Intensità emissiva GHG upstream Rapporto tra il 100% delle

emissioni GHG Scope 1 degli asset operati upstream e il 100% della produzione lorda operata (espressa in boe).

Materie prime di seconda e terza generazione Materie prime non in concorrenza con il settore alimentare, a differenza di quelle di prima generazione (oli vegetali). La seconda generazione è costituita principalmente da rifiuti agricoli non alimentari e rifiuti agro-urbani (grassi animali, oli da cucina usati e rifiuti agricoli), quelle di terza generazione sono quelle materie non agricole ad alta innovazione (derivanti da alghe o rifiuti).

NGL Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come "gasolina naturale" (natural gasoline) o condensati di impianto.

Net GHG Lifecycle Emissions Emissioni GHG Scope 1+2+3 contabilizzate su base equity, associate alle attività e i prodotti venduti da Eni, lungo tutta la filiera, al netto dei carbon sinks.

Net Carbon Footprint Emissioni GHG Scope 1 e Scope 2 associate alle operazioni di Eni, contabilizzate su base equity, al netto dei carbon sinks.

Net Carbon Intensity Rapporto tra Net absolute GHG lifecycle emissions e il contenuto energetico dei prodotti venduti.

Oil spill Sversamento di petrolio o derivato petrolifero da 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 che regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di over/under lifting.

Plasmix Nome collettivo delle diverse materie plastiche che attualmente non hanno utilizzo nel mercato del riciclo e possono essere utilizzate come materia prima nei nuovi business Eni relativi all'economia circolare.

Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili) Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma

non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.

Pozzi di infilling (Infittimento) Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.

Production Sharing Agreement (PSA) Tipologia contrattuale vigente nei Paesi produttori dell'area non OCSE caratterizzata dall'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.

UN SDG Gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) sono il piano per realizzare un futuro migliore e più sostenibile per tutti entro il 2030. Adottati da tutti gli Stati membri delle Nazioni Unite nel

2015, affrontano le sfide globali che il mondo sta combattendo, comprese quelle legate alla povertà, alla disuguaglianza, al cambiamento climatico, al degrado ambientale, alla pace e alla giustizia. Per ulteriori dettagli consultare il sito <https://unsdg.un.org>

Upstream/downstream Il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.

Vita media residua delle riserve Rapporto tra le riserve certe di fine anno e la produzione dell'anno.

Work-over Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.

Abbreviazioni

/a	anno
bbl	barili
bbl/g	barili/giorno
boe	barili di petrolio equivalente
boe/g	barili di petrolio equivalente/giorno
/g	giorno
GNL	Gas Naturale Liquefatto
GPL	Gas di Petrolio Liquefatto
GWh	Gigawattora
km	chilometri
mc	metri cubi

mgl	migliaia
mld	miliardi
mln	milioni
n.	numero
NGL	Natural Gas Liquids
PCA	Production Concession Agreement
ppm	parti per milione
PSA	Production Sharing Agreement
tep	tonnellate di petrolio equivalente
ton	tonnellate
TWh	Terawattora

Bilancio consolidato 2020

1	RELAZIONE SULLA GESTIONE	2
2	BILANCIO CONSOLIDATO	198
	Schemi di bilancio	200
	Note al bilancio consolidato	208
	Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC	316
	Attestazione del management	335
	Relazione della Società di revisione	336
3	BILANCIO DI ESERCIZIO	344
4	ALLEGATI	436

Stato patrimoniale

		31.12.2020		31.12.2019	
(€ milioni)	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	9.413		5.994	
Attività finanziarie destinate al trading	(6)	5.502		6.760	
Altre attività finanziarie	(16)	254	41	384	60
Crediti commerciali e altri crediti	(7)	10.926	802	12.873	704
Rimanenze	(8)	3.893		4.734	
Attività per imposte sul reddito	(9)	184		192	
Altre attività	(10) (23)	2.686	145	3.972	219
		32.858		34.909	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(11)	53.943		62.192	
Diritto di utilizzo beni in leasing	(12)	4.643		5.349	
Attività immateriali	(13)	2.936		3.059	
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(8)	995		1.371	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(15)	6.749		9.035	
Altre partecipazioni	(15)	957		929	
Altre attività finanziarie	(16)	1.008	766	1.174	911
Attività per imposte anticipate	(22)	4.109		4.360	
Attività per imposte sul reddito	(9)	153		173	
Altre attività	(10) (23)	1.253	74	871	181
		76.746		88.513	
Attività destinate alla vendita	(24)	44		18	
TOTALE ATTIVITÀ		109.648		123.440	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(18)	2.882	52	2.452	46
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(18)	1.909		3.156	
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	849	54	889	5
Debiti commerciali e altri debiti	(17)	12.936	2.100	15.545	2.663
Passività per imposte sul reddito	(9)	243		456	
Altre passività	(10) (23)	4.872	452	7.146	155
		23.691		29.644	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(18)	21.895		18.910	
Passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	4.169	112	4.759	8
Fondi per rischi e oneri	(20)	13.438		14.106	
Fondi per benefici ai dipendenti	(21)	1.201		1.136	
Passività per imposte differite	(22)	5.524		4.920	
Passività per imposte sul reddito	(9)	360		454	
Altre passività	(10) (23)	1.877	23	1.611	23
		48.464		45.896	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(24)				
TOTALE PASSIVITÀ		72.155		75.540	
Capitale sociale		4.005		4.005	
Utili relativi a esercizi precedenti		34.043		35.894	
Riserve per differenze cambio da conversione		3.895		7.209	
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale		4.688		1.564	
Azioni proprie		(581)		(981)	
Utile (perdita) dell'esercizio		(8.635)		148	
Totale patrimonio netto di Eni		37.415		47.839	
Interessenze di terzi		78		61	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(25)	37.493		47.900	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		109.648		123.440	

Conto economico

(€ milioni)	Note	2020		2019		2018	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
Ricavi della gestione caratteristica		43.987	1.164	69.881	1.248	75.822	1.383
Altri ricavi e proventi		960	35	1.160	4	1.116	8
TOTALE RICAVI	(28)	44.947		71.041		76.938	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(29)	(33.551)	(6.595)	(50.874)	(9.173)	(55.622)	(8.009)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(7)	(226)	(6)	(432)	28	(415)	26
Costo lavoro	(29)	(2.863)	(36)	(2.996)	(28)	(3.093)	(22)
Altri proventi (oneri) operativi	(23)	(766)	13	287	19	129	319
Ammortamenti	(11) (12) (13)	(7.304)		(8.106)		(6.988)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(14)	(3.183)		(2.188)		(866)	
Radiazioni	(11) (13)	(329)		(300)		(100)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		(3.275)		6.432		9.983	
Proventi finanziari	(30)	3.531	114	3.087	96	3.967	115
Oneri finanziari	(30)	(4.958)	(26)	(4.079)	(36)	(4.663)	(283)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(30)	31		127		32	
Strumenti finanziari derivati	(23) (30)	351		(14)		(307)	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		(1.045)		(879)		(971)	
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		(1.733)		(88)		(68)	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		75		281		1.163	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(15) (31)	(1.658)		193		1.095	
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE		(5.978)		5.746		10.107	
Imposte sul reddito	(32)	(2.650)		(5.591)		(5.970)	
UTILE (PERDITA) DELL'ESERCIZIO		(8.628)		155		4.137	
Utile (perdita) dell'esercizio di competenza Eni		(8.635)		148		4.126	
Interessenze di terzi		7		7		11	
Utile (perdita) per azione (ammontari in € per azione)	(33)						
- semplice		(2,42)		0,04		1,15	
- diluito		(2,42)		0,04		1,15	

Prospetto dell'utile (perdita) complessivo

(€ milioni)	Note	2020	2019	2018
Utile (perdita) dell'esercizio		(8.628)	155	4.137
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:				
<i>Componenti non riclassificabili a conto economico</i>				
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(25)	(16)	(42)	(15)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(25)		(7)	
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(25)	24	(3)	15
Effetto fiscale	(25)	25	5	(2)
		33	(47)	(2)
<i>Componenti riclassificabili a conto economico</i>				
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(25)	(3.314)	604	1.787
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(25)	661	(679)	(243)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(25)	32	(6)	(24)
Effetto fiscale	(25)	(192)	197	58
		(2.813)	116	1.578
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		(2.780)	69	1.576
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio		(11.408)	224	5.713
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio di competenza Eni		(11.415)	217	5.702
Interessenze di terzi		7	7	11

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Note	Patrimonio netto di Eni							Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
		Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	Azioni proprie	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale		
Saldi al 31 dicembre 2019	(25)	4.005	35.894	7.209	1.564	(981)	148	47.839	61	47.900
Utile (perdita) dell'esercizio							(8.635)	(8.635)	7	(8.628)
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo										
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(25)				9			9		9
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(25)				24			24		24
Componenti non riclassificabili a conto economico					33			33		33
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(25)			(3.313)	(1)			(3.314)		(3.314)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(25)				469			469		469
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(25)				32			32		32
Componenti riclassificabili a conto economico				(3.313)	500			(2.813)		(2.813)
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio				(3.313)	533		(8.635)	(11.415)	7	(11.408)
Attribuzione del dividendo di Eni SpA	(25)		1.542				(3.078)	(1.536)		(1.536)
Acconto sul dividendo	(25)		(429)					(429)		(429)
Attribuzione del dividendo di altre società									(3)	(3)
Destinazione utile residuo 2019			(2.930)				2.930			
Annullamento azioni proprie	(25)				(400)	400				
Incremento di Interessenze di terzi a seguito di acquisizioni di società controllate	(26)								15	15
Emissioni di obbligazioni subordinate perpetue	(25)				3.000			3.000		3.000
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale			(1.817)		2.600	400	(148)	1.035	12	1.047
Costi per emissione di obbligazioni subordinate perpetue			(25)					(25)		(25)
Altre variazioni			(9)	(1)	(9)			(19)	(2)	(21)
Altri movimenti di patrimonio netto			(34)	(1)	(9)			(44)	(2)	(46)
Saldi al 31 dicembre 2020	(25)	4.005	34.043	3.895	4.688	(581)	(8.635)	37.415	78	37.493

segue **Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto**

Patrimonio netto di Eni											
	Note	Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve	Azioni proprie	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto	
(€ milioni)											
Saldi al 31 dicembre 2018		4.005	35.189	6.605	1.672	(581)	4.126	51.016	57	51.073	
Modifica dei criteri contabili (IAS 28)			(4)					(4)		(4)	
Saldi al 1° gennaio 2019		4.005	35.185	6.605	1.672	(581)	4.126	51.012	57	51.069	
Utile dell'esercizio							148	148	7	155	
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo											
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(25)				(37)			(37)		(37)	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(25)				(7)			(7)		(7)	
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(25)				(3)			(3)		(3)	
Componenti non riclassificabili a conto economico					(47)			(47)		(47)	
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(25)			604				604		604	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(25)				(482)			(482)		(482)	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(25)				(6)			(6)		(6)	
Componenti riclassificabili a conto economico				604	(488)			116		116	
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio				604	(535)		148	217	7	224	
Attribuzione del dividendo di Eni SpA	(25)		1.513				(2.989)	(1.476)		(1.476)	
Acconto sul dividendo	(25)		(1.542)					(1.542)		(1.542)	
Attribuzione del dividendo di altre società									(4)	(4)	
Rimborso agli azionisti									(1)	(1)	
Destinazione utile residuo 2018			1.137				(1.137)				
Acquisto azioni proprie	(25)		(400)		400	(400)		(400)		(400)	
Operazioni con gli azionisti			708		400	(400)	(4.126)	(3.418)	(5)	(3.423)	
Altri movimenti di patrimonio netto			1		27			28	2	30	
Saldi al 31 dicembre 2019		(25)	4.005	35.894	7.209	1.564	(981)	148	47.839	61	47.900

segue **Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto**

	Patrimonio netto di Eni							Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
	Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve	Azioni proprie	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale		
(€ milioni)									
Saldi al 31 dicembre 2017	4.005	34.525	4.818	1.889	(581)	3.374	48.030	49	48.079
Modifica dei criteri contabili (IFRS 9 e 15)		245					245		245
Saldi al 1° gennaio 2018	4.005	34.770	4.818	1.889	(581)	3.374	48.275	49	48.324
Utile dell'esercizio						4.126	4.126	11	4.137
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo									
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale				(17)			(17)		(17)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI				15			15		15
Componenti non riclassificabili a conto economico				(2)			(2)		(2)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro			1.787				1.787		1.787
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale				(185)			(185)		(185)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				(24)			(24)		(24)
Componenti riclassificabili a conto economico			1.787	(209)			1.578		1.578
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio			1.787	(211)		4.126	5.702	11	5.713
Attribuzione del dividendo di Eni SpA		1.441				(2.881)	(1.440)		(1.440)
Acconto sul dividendo		(1.513)					(1.513)		(1.513)
Attribuzione del dividendo di altre società								(3)	(3)
Destinazione utile residuo 2017		493				(493)			
Operazioni con gli azionisti		421				(3.374)	(2.953)	(3)	(2.956)
Altri movimenti di patrimonio netto		(2)		(6)			(8)		(8)
Saldi al 31 dicembre 2018	4.005	35.189	6.605	1.672	(581)	4.126	51.016	57	51.073

Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	2020	2019	2018
Utile (perdita) dell'esercizio		(8.628)	155	4.137
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti	(11) (12) (13)	7.304	8.106	6.988
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(14)	3.183	2.188	866
Radiazioni	(11) (13)	329	300	100
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(15) (31)	1.733	88	68
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(9)	(170)	(474)
Dividendi	(31)	(150)	(247)	(231)
Interessi attivi		(126)	(147)	(185)
Interessi passivi		877	1.027	614
Imposte sul reddito	(32)	2.650	5.591	5.970
Altre variazioni		92	(179)	(474)
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(18)	366	1.632
- rimanenze		1.054	(200)	15
- crediti commerciali		1.316	1.023	334
- debiti commerciali		(1.614)	(940)	642
- fondi per rischi e oneri		(1.056)	272	(238)
- altre attività e passività		282	211	879
Variazione fondo per benefici ai dipendenti			(23)	109
Dividendi incassati		509	1.346	275
Interessi incassati		53	88	87
Interessi pagati		(928)	(1.029)	(609)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(2.049)	(5.068)	(5.226)
Flusso di cassa netto da attività operativa		4.822	12.392	13.647
- di cui verso parti correlate	(36)	(4.640)	(6.356)	(2.707)
Flusso di cassa degli investimenti		(5.959)	(11.928)	(9.321)
- attività materiali	(11)	(4.407)	(8.049)	(8.778)
- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing	(12)		(16)	
- attività immateriali	(13)	(237)	(311)	(341)
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(26)	(109)	(5)	(119)
- partecipazioni	(15)	(283)	(3.003)	(125)
- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		(166)	(237)	(366)
- variazione debiti relativi all'attività di investimento		(757)	(307)	408
Flusso di cassa dei disinvestimenti		216	794	2.142
- attività materiali		12	264	1.089
- attività immateriali			17	5
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(26)		187	(47)
- imposte pagate sulle dismissioni			(3)	
- partecipazioni		16	39	195
- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		136	195	294
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		52	95	606
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		1.156	(279)	(357)
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(4.587)	(11.413)	(7.536)
- di cui verso parti correlate	(36)	(1.372)	(2.912)	(3.314)

segue **Rendiconto finanziario**

(€ milioni)	Note	2020	2019	2018
Assunzione di debiti finanziari non correnti	(18)	5.278	1.811	3.790
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(18)	(3.100)	(3.512)	(2.757)
Rimborso di passività per beni in leasing	(12)	(869)	(877)	
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(18)	937	161	(713)
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(1.965)	(3.018)	(2.954)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(3)	(4)	(3)
Rimborsi di capitale ad azionisti terzi			(1)	
Acquisto di quote di partecipazioni in società consolidate			(1)	
Acquisto di azioni proprie			(400)	
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue	(25)	2.975		
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		3.253	(5.841)	(2.637)
- di cui verso parti correlate	(36)	164	(817)	16
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(69)	1	18
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		3.419	(4.861)	3.492
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	(5)	5.994	10.855	7.363
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	(5)	9.413	5.994	10.855

Note al bilancio consolidato

IMPATTI COVID-19

L'ambiente operativo 2020 è stato caratterizzato dalla riduzione sostanziale della domanda globale di petrolio greggio a causa delle misure di lockdown adottate dai governi di tutto il mondo per contenere la diffusione della pandemia COVID-19 con ripercussioni di vasta portata sull'attività economica, il commercio e gli spostamenti delle persone, in particolare durante la fase più acuta della crisi tra il primo e il secondo trimestre dell'anno. Lo shock della domanda degli idrocarburi avviene in un quadro di oversupply strutturale del mercato petrolifero, come evidenziato dalle divisioni interne all'OPEC+ sulla politica produttiva da adottare in risposta alla crisi, determinando il collasso dei prezzi e dei margini delle commodity energetiche. Nel punto di minimo del ciclo tra marzo e aprile, il prezzo del petrolio per il riferimento Brent scende a circa 15 \$/barile, valore minimo da oltre vent'anni. L'eccesso di offerta si riflette in una struttura di prezzi a futuri in forte contango, mentre gli stoccaggi sia terrestri sia floating raggiungono i massimi livelli tecnici di riempimento. Dal mese di maggio grazie all'accordo raggiunto in seno all'OPEC+ con tagli produttivi record e alla ripresa dell'economia mondiale e dei consumi petroliferi in virtù dell'allentamento delle misure restrittive, con in particolare il traino dalla Cina, i prezzi del petrolio registrano una buona inversione di tendenza, con il Brent che recupera fino a quasi 45 \$/barile nei mesi estivi. Tuttavia, il quadro macroeconomico rimane incerto e fragile a causa della continua crescita dei contagi da virus soprattutto in USA ed Europa che costringono le autorità di Paesi importanti quali UK, Germania, Francia e Italia a ripristinare durante i mesi autunnali misure restrittive alla circolazione delle persone, mentre negli USA milioni di persone continuano a vivere in isolamento. Sul fronte dell'offerta la disciplina produttiva dell'OPEC+ continua a sostenere il mercato, nonostante il rientro sul mercato dalla fine di settembre delle produzioni libiche. Barometro della debolezza dei fondamentali del settore energetico nel terzo trimestre è l'andamento dei margini di raffinazione crollati a causa della debole domanda di carburanti per autotrazione e della crisi del settore del trasporto aereo che non consentono di recuperare il costo della carica nei prezzi dei prodotti, mentre i tagli produttivi OPEC+ limitano la disponibilità di greggi medio-pesanti azzerando il vantaggio della conversione. Tuttavia, dalla metà di novembre una serie di sviluppi di mercato e macroeconomici innescano un rally del prezzo del petrolio che recupera rispetto ai valori ancora depressi di ottobre chiudendo l'anno a 50 \$/barile, per poi risalire a una media di oltre 60 \$/barile nel primo trimestre 2021.

Nel 2020 a causa della crisi del COVID-19 causata dalla pandemia, il prezzo del petrolio per il riferimento Brent ha registrato una contrazione del 35% rispetto al 2019 con una media annua di circa 42 \$/barile, i prezzi del gas naturale riferiti alla quotazione spot del mercato Italia hanno registrato una flessione media del 35% e i margini di raffinazione per l'indicatore aziendale SERM una diminuzione del 60%. In considerazione dei trend di mercato rilevati in corso d'anno, il management ha rivisto la propria view di lungo termine del prezzo degli idrocarburi, assumendo uno scenario petrolifero più conservativo con un Brent a lungo termine di 60 \$/barile in termini reali 2023 (rispetto ai precedenti 70 \$/barile) per riflettere i possibili effetti strutturali della pandemia sulla domanda di idrocarburi e il rischio di accelerazione della transizione energetica in funzione delle politiche fiscali adottate dai governi per ricostruire l'economia su basi più sostenibili. Questi sviluppi negativi hanno impattato in maniera rilevante i risultati gestionali e il cash flow di Eni.

Nel 2020 il Gruppo ha riportato una perdita netta di €8,6 miliardi dovuta alla riduzione dei ricavi per effetto prezzo con un impatto stimato pari a €6,8 miliardi e per i minori volumi di produzione in relazione al taglio degli investimenti alle quote produttive dell'OPEC+ e agli effetti del COVID-19 sulla domanda per €1 miliardo, nonché alla rilevazione per €3,2 miliardi di svalutazioni di attività Oil & Gas e raffinerie che hanno come principale driver la revisione delle assunzioni dei prezzi di lungo termine degli idrocarburi e dello scenario di raffinazione, per €1,3 miliardi alla valutazione delle scorte che sono state allineate al valore netto di realizzo a fine periodo, €1,7 miliardi di oneri rilevati dalle partecipate.

Tutti questi fattori hanno portato a registrare una perdita operativa di €3,3 miliardi.

Questi effetti sono stati parzialmente compensati dall'efficienza dei costi e altre iniziative del management per contrastare gli effetti della pandemia. Sull'ammontare della perdita ha inciso anche la fiscalità appesantita da circa €1,3 miliardi per la svalutazione delle attività per imposte anticipate iscritte all'attivo di bilancio dalla rilevazione di perdite e oneri non deducibili.

Il flusso di cassa netto da attività operativa di €4,8 miliardi è diminuito del 61% rispetto al 2019 in funzione dei minori prezzi degli idrocarburi di produzione e altri effetti dello scenario per €6 miliardi, a cui si aggiungono circa €1,3 miliardi di effetti sulle operations a causa del COVID-19 dovuti

ti a perdite di produzione per rimodulazione capex, minore domanda di carburanti e prodotti chimici, prolungamento fermate di impianti per l'emergenza sanitaria, minori ritiri di GNL e minore domanda gas per riduzione attività produttiva e infine maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti. Questi effetti negativi sono stati parzialmente attenuati dai cost saving e da altre iniziative di contrasto del management alla pandemia COVID-19.

Confrontato con uno shortfall di così ampie proporzioni, il management ha adottato una serie di misure per preservare la liquidità dell'Azienda, la capacità di far fronte alle obbligazioni finanziarie in scadenza e per attenuare l'impatto della crisi sulla posizione finanziaria netta di Gruppo, come segue:

- nel 2020 Eni ha ridotto gli investimenti di importi significativi. I progetti interessati dagli interventi riguardano principalmente le attività upstream, in particolare quelle relative all'ottimizzazione della produzione e ai nuovi progetti di sviluppo il cui avvio era previsto a breve. In entrambi i casi l'attività potrà essere riavviata velocemente al ripresentarsi delle condizioni ottimali, e con essa il recupero della produzione correlata;
- attuazione di un programma di riduzione dei costi operativi in tutte le linee di business con notevoli risparmi di costi;
- ricorso al mercato obbligazionario con un'emissione di €2 miliardi nel mese di maggio, cui ha fatto seguito l'emissione di due bond ibridi nel mese di ottobre dell'ammontare complessivo di €3 miliardi. Tali strumenti sono classificati in bilancio all'interno delle voci di patrimonio netto;
- ritiro della proposta di acquisto di azioni proprie 2020;
- rivista la politica di distribuzione del dividendo con l'introduzione di una componente variabile in coerenza con la

volatilità dello scenario. La nuova policy prevede un dividendo base fissato a €0,36 per azione, commisurato ad una media annua del Brent pari ad almeno 43 \$/barile, ed una componente variabile commisurata a una percentuale crescente del free cash flow al crescere del prezzo Brent. Il valore base del dividendo sarà oggetto di rivalutazione nel tempo in funzione del grado di realizzazione della strategia di crescita del Gruppo. Per il 2020, la proposta dividendo è pari al dividendo base.

Grazie a queste azioni, l'Azienda ha contenuto l'indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 a €11,6 miliardi (invariato rispetto a fine 2019) e a mantenere il leverage a 0,31. Alla data di bilancio, l'azienda dispone di una riserva di liquidità di €20,4 miliardi così composta: (i) disponibilità liquide ed equivalenti di €9,4 miliardi; (ii) linee di credito committed non utilizzate per €5,3 miliardi; (iii) attivi prontamente liquidabili (prevalentemente titoli di Stato e corporate bond investment grade) di €5,5 miliardi e crediti finanziari a breve di €0,2 miliardi.

Tale riserva è considerata adeguata per coprire le principali obbligazioni finanziarie in scadenza nei prossimi dodici mesi relative a: (i) debiti finanziari a breve termine di €2,9 miliardi; (ii) obbligazioni in scadenza di €1,1 miliardi e quota in scadenza di altri debiti finanziari a lungo termine per €1,1 miliardi; (iii) investimenti committed di €4,3 miliardi; (iv) rate di contratti di leasing in scadenza di €1,1 miliardi; (v) il pagamento del dividendo base pari a circa €1,5 miliardi, che comprende il saldo del dividendo 2020 e l'acconto del floor dividend del 2021 da pagarsi nel settembre 2021.

1 PRINCIPI CONTABILI, STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI

CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio consolidato è redatto, nella prospettiva della continuità aziendale¹, secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali")² emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'Art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'Art. 9 del D.Lgs. 38/05³. Il bilancio consolidato è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto ove appropriato delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere valutate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione di seguito descritti. I principi di consolidamento e i criteri di valutazione di seguito indicati sono stati applicati coerentemente a tutti gli esercizi presentati salvo quando diversamente indicato.

Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2020, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 18 marzo 2021, è sottoposto alla revisione legale da parte della PricewaterhouseCoopers SpA che, in quanto revisore principale, è interamente responsabile per la revisione del bilancio consolidato del Gruppo; nei limitati casi in cui intervengano altri revisori, si assume la responsabilità del lavoro svolto da questi ultimi.

I valori delle voci di bilancio e delle relative note illustrative, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro, eccetto quando indicato diversamente.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali comporta che la Direzione Aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, su esperienze passate e su ipotesi considerate ragionevoli e realistiche tenendo conto delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di queste stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività e l'informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento; i risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate. Le stime contabili critiche del processo di redazione del bilancio, che comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e

stime relativi a tematiche per loro natura incerte, sono illustrate nella descrizione della relativa accounting policy di seguito riportata. Le modifiche delle condizioni alla base di giudizi, assunzioni e stime adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

PRINCIPI DI CONSOLIDAMENTO

IMPRESE CONTROLLATE

Il bilancio consolidato comprende il bilancio di Eni SpA e delle sue imprese controllate, direttamente o indirettamente.

Al riguardo un investitore controlla un'impresa partecipata quando è esposto, o ha diritto a partecipare, alla variabilità dei ritorni economici dell'impresa ed è in grado di influenzare tali ritorni attraverso l'esercizio del proprio potere decisionale sulla stessa. Il potere decisionale esiste in presenza di diritti che conferiscono alla controllante l'effettiva capacità di dirigere le attività rilevanti della partecipata, ossia le attività maggiormente in grado di incidere sui ritorni economici della partecipata stessa.

I valori delle imprese controllate sono inclusi nel bilancio consolidato, sulla base di principi contabili uniformi, a partire dalla data in cui se ne assume il controllo e fino alla data in cui tale controllo cessa di esistere.

Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate sono rilevati integralmente nel bilancio consolidato (cd. metodo dell'integrazione globale) apportando le appropriate elisioni dei rapporti intercompany (v. punto "Operazioni intragruppo"); il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto delle imprese partecipate. Le quote del patrimonio netto e del risultato economico di competenza delle interessenze di terzi sono iscritte in apposite voci degli schemi di bilancio.

Sono escluse dall'area di consolidamento: (i) le società controllate non significative né singolarmente né nel complesso; e (ii) le società il cui consolidamento non produce effetti significativi rappresentate dalle società controllate che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria. In quest'ultimo caso, l'attività è finanziata pro-quota, sulla base di budget approvati, dalle società partecipanti al contratto petrolifero cui sono periodicamente presentati i rendiconti degli esborsi e degli incassi derivanti dalla gestione del contratto. I costi e i ricavi, nonché i dati operativi (produzioni, riserve, ecc.) dell'iniziativa mineraria sono perciò rilevati pro-quota direttamente nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico, inoltre, le relative

(1) Con riferimento agli effetti della pandemia COVID-19 si rinvia a quanto indicato nel precedente paragrafo.

(2) Gli IFRS comprendono anche gli International Accounting Standards (IAS), tuttora in vigore, nonché i documenti interpretativi redatti dall'IFRS Interpretations Committee, precedentemente denominato International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e ancor prima Standing Interpretations Committee (SIC).

(3) I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio consolidato sono coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2020.

obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria. Le esclusioni operate non comportano effetti rilevanti⁴ ai fini della corretta rappresentazione della situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo⁵.

In presenza di quote di partecipazione acquisite successivamente all'assunzione del controllo (acquisto di interessenze di terzi), l'eventuale differenza tra il costo di acquisto e il valore di iscrizione della corrispondente frazione di patrimonio netto acquisita è rilevata nel patrimonio netto di competenza del Gruppo; analogamente, sono rilevati a patrimonio netto gli effetti derivanti dalla cessione di quote di minoranza senza perdita del controllo. Differentemente, la cessione di quote che comporta la perdita del controllo determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale plusvalenza/minusvalenza calcolata come differenza tra il corrispettivo ricevuto e le corrispondenti attività nette consolidate cedute; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione residua mantenuta; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico⁶. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo, rappresenta il nuovo valore di iscrizione della partecipazione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione della partecipazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

INTERESSENZE IN ACCORDI A CONTROLLO CONGIUNTO

Il controllo congiunto è la condivisione, su base contrattuale, del controllo di un accordo, che esiste unicamente quando per le decisioni relative alle attività rilevanti è richiesto il consenso unanime di tutte le parti che condividono il controllo.

Una joint venture è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Le partecipazioni in joint venture sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività e obbligazioni per le passività (cd. enforceable right and obligation) relative all'accordo; nel bilancio consolidato è rilevata la quota di spettanza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/

passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie.

Le società rappresentate da joint operation non rilevanti sono valutate secondo il metodo del patrimonio netto ovvero, quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico, al costo rettificato per perdite di valore.

PARTECIPAZIONI IN IMPRESE COLLEGATE

Una collegata è un'impresa su cui Eni esercita un'influenza notevole, intesa come il potere di partecipare alla determinazione delle scelte finanziarie e gestionali della partecipata senza averne il controllo o il controllo congiunto.

Le partecipazioni in imprese collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le joint venture, le partecipazioni in joint operation e le imprese collegate sono distintamente indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2020", che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio.

I bilanci delle imprese consolidate sono oggetto di revisione legale da parte di società di revisione che esaminano e attestano anche le informazioni richieste per la redazione del bilancio consolidato.

METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Le partecipazioni in joint venture, in imprese collegate e in imprese controllate non significative escluse dall'area di consolidamento sono valutate con il metodo del patrimonio netto⁷. In applicazione del metodo del patrimonio netto, le partecipazioni sono inizialmente iscritte al costo di acquisto, allocando, analogamente a quanto previsto per le business combination, il costo sostenuto sulle attività/passività identificabili della partecipata; l'eventuale eccedenza non allocabile rappresenta il goodwill, non oggetto di rilevazione separata ma incluso nel valore di iscrizione della partecipazione. L'allocazione, operata in via provvisoria alla data di rilevazione iniziale, è rettificabile, con effetto retroattivo, entro i successivi dodici mesi per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di rilevazione iniziale. Successivamente, il

(4) In base agli IFRS, un'informazione è rilevante se si può ragionevolmente presumere che la relativa omissione, errata presentazione od occultamento influenzi gli utilizzatori principali del bilancio in sede di assunzione di decisioni prese sulla base di tale bilancio.

(5) Le partecipazioni in società controllate non consolidate con il metodo integrale sono valutate secondo i criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto"; per maggiori informazioni si fa rinvio all'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2020".

(6) Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati in altra posta del patrimonio netto.

(7) Quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico, le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate non significative escluse dall'area di consolidamento, sono valutate al costo rettificato per perdite di valore.

valore di iscrizione è adeguato per tener conto: (i) della quota di pertinenza della partecipante dei risultati economici della partecipata realizzati dopo la data di acquisizione, rettificati per tener conto degli effetti dell'ammortamento e dell'eventuale svalutazione dei maggiori valori attribuiti alle attività della partecipata; e (ii) della quota di pertinenza della partecipante delle altre componenti dell'utile complessivo della partecipata. I dividendi distribuiti dalla partecipata sono rilevati a riduzione del valore di iscrizione della partecipazione. Ai fini dell'applicazione del metodo del patrimonio netto, si considerano le rettifiche previste per il processo di consolidamento (v. anche punto "Imprese controllate"). Le perdite derivanti dall'applicazione del metodo del patrimonio netto eccedenti il valore di iscrizione della partecipazione, rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) su partecipazioni", sono allocate sugli eventuali crediti finanziari concessi alla partecipata il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro (cd. long term interest), ridotti delle relative expected credit loss (v. oltre) e che rappresentano nella sostanza un ulteriore investimento nella società partecipata. La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione e di eventuali long term interest (cd. investimento netto), è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante sia impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite.

Inoltre, in presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (ad es. rilevanti inadempimenti contrattuali, significative difficoltà finanziarie, rischio di insolvenza della controparte, ecc.), la recuperabilità del valore di iscrizione dell'investimento netto risultante dall'applicazione dei criteri sopra indicati è verificata confrontando il valore di iscrizione dell'investimento netto con il relativo valore recuperabile, determinato adottando i criteri indicati al punto "Impairment delle attività non finanziarie". Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, la partecipazione e il relativo long term interest sono rivalutati nei limiti delle svalutazioni effettuate, con imputazione degli effetti a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni".

La cessione di quote di partecipazione che comporta la perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale plusvalenza/minusvalenza calcolata come differenza tra il corrispettivo ricevuto e la corrispondente fra-

zione 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.

BUSINESS COMBINATION

Le operazioni di business combination sono rilevate secondo l'acquisition method. Il corrispettivo trasferito in una business combination è determinato alla data di assunzione del controllo ed è pari al fair value delle attività trasferite, delle passività sostenute, nonché degli eventuali strumenti di capitale emessi dall'acquirente. Il corrispettivo trasferito include anche il fair value delle eventuali attività o passività per corrispettivi potenziali previsti contrattualmente e subordinati al realizzarsi di eventi futuri. I costi direttamente attribuibili all'operazione sono rilevati a conto economico al momento del relativo sostenimento.

Alla data di acquisizione del controllo, il patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi identificabili dell'attivo e del passivo patrimoniale il loro fair value¹⁰, fatti salvi i casi in cui le disposizioni IFRS stabiliscano un differente criterio di valutazione. L'eventuale differenza tra il corrispettivo pagato e il fair value delle attività nette acquisite, se positiva, è iscritta nell'attivo come "avviamento" (di seguito anche goodwill); se negativa, è rilevata a conto economico.

Nel caso di assunzione non totalitaria del controllo, la quota di patrimonio netto delle interessenze di terzi è determinata sulla base della quota di spettanza dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale goodwill a essi attribuibile (cd. partial goodwill method)¹¹. Nel caso di assunzione del controllo in fasi successive, il costo di acquisto è determinato sommando il fair value della partecipazione precedentemente detenuta nell'acquisita e l'ammontare corrisposto per l'ulteriore quota partecipativa. La differenza tra il fair value della partecipazione precedentemente detenuta e il relativo valore di iscrizione è imputata a conto economico. Inoltre, in sede di assunzione del controllo, eventuali ammontari precedentemente rilevati

(8) Se la partecipazione residua continua ad essere valutata con il metodo del patrimonio netto, in quanto qualificata come joint venture o collegata, la quota mantenuta non è adeguata al relativo fair value.

(9) Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex joint venture o collegata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati in un'altra posta del patrimonio netto.

(10) I criteri per la determinazione del fair value sono illustrati al punto "Valutazioni al fair value".

(11) Le previsioni dei principi contabili internazionali consentono, in alternativa, l'adozione del cd full goodwill method che comporta la rilevazione anche della quota di goodwill (badwill) attribuibile alle interessenze di terzi; la scelta delle modalità di determinazione del goodwill/badwill (partial vs full goodwill method) è operata in maniera selettiva per ciascuna business combination.

nelle altre componenti dell'utile complessivo sono imputati a conto economico ovvero in un'altra posta del patrimonio netto, nel caso in cui non sia previsto il rigiro a conto economico. Quando la determinazione dei valori delle attività e passività dell'acquisita è operata in via provvisoria nell'esercizio in cui la business combination è conclusa, i valori rilevati sono rettificati, con effetto retroattivo, non oltre i dodici mesi successivi alla data di acquisizione, per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di acquisizione. L'acquisizione di interessenze in una joint operation che rappresenta un business è rilevata, per gli aspetti applicabili, in modo analogo a quanto previsto per le business combination. Al riguardo, nel caso di assunzione del controllo in fasi successive su un business precedentemente classificato come joint operation, la quota delle attività nette precedentemente posseduta è allineata al relativo fair value alla data di acquisizione del controllo, rilevando a conto economico la differenza¹².

Stime contabili e giudizi significativi: partecipazioni e business combination

La verifica dell'esistenza del controllo, del controllo congiunto, dell'influenza notevole su un'altra entità nonché, nel caso delle joint operation, la verifica dell'esistenza di enforceable right and obligation sulle attività e passività della partecipata richiede l'esercizio di un giudizio professionale complesso da parte della Direzione Aziendale operato considerando le caratteristiche della struttura societaria, gli accordi tra le parti, nonché ogni altro fatto e circostanza che risulti rilevante ai fini di tale verifica. L'utilizzo di stime contabili significative caratterizza, inoltre, i processi di allocazione del fair value alle attività e passività identificabili acquisite in sede di business combination. Nel processo di allocazione, anche in sede di rilevazione iniziale di partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto, Eni adotta le metodologie di valutazione generalmente utilizzate dagli operatori di mercato considerando le informazioni disponibili e, per le business combination più significative, si avvale di valutazioni esterne.

OPERAZIONI INFRAGRUPPO

Gli utili derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi sono eliminati così come

sono eliminati i crediti, i debiti, i proventi, gli oneri, le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate. Gli utili non realizzati con società valutate secondo il metodo del patrimonio netto sono eliminati per la quota di competenza del Gruppo. In entrambi i casi, le perdite infragruppo non sono eliminate in quanto rappresentative di un effettivo minor valore del bene ceduto.

CONVERSIONE DEI BILANCI IN VALUTA DIVERSA DALL'EURO

I bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, che rappresenta la valuta funzionale della capogruppo, sono convertiti in euro applicando alle voci dell'attivo e del passivo patrimoniale i cambi correnti alla data di chiusura dell'esercizio, alle voci del patrimonio netto i cambi storici e alle voci del conto economico e del rendiconto finanziario i cambi medi dell'esercizio.

Le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, derivanti dall'applicazione di cambi diversi per le attività e le passività, per il patrimonio netto e per il conto economico, sono rilevate nella voce di patrimonio netto "Riserva per differenze cambio da conversione" per la parte di competenza del Gruppo¹³. La riserva per differenze di cambio è rilevata a conto economico all'atto della dismissione integrale ovvero al momento della perdita del controllo, del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata. All'atto della dismissione parziale, senza perdita del controllo, la quota delle differenze di cambio afferente alla frazione di partecipazione ceduta è attribuita al patrimonio netto di competenza delle interessenze di terzi. In caso di dismissione parziale, senza perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, la quota delle differenze cambio afferente alla frazione di partecipazione ceduta è imputata a conto economico. Il rimborso del capitale effettuato da una controllata operante in valuta diversa dall'euro, senza modifica dell'interessenza partecipativa detenuta, comporta l'imputazione a conto economico della corrispondente quota delle differenze di cambio.

I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi nella valuta funzionale che per le società che non adottano l'euro è prevalentemente il dollaro USA. I principali cambi utilizzati per operare la conversione dei bilanci in valuta diversa dall'euro sono di seguito indicati:

(ammontare di valuta per €1)	Cambi medi dell'esercizio 2020	Cambi al 31 dicembre 2020	Cambi medi dell'esercizio 2019	Cambi al 31 dicembre 2019	Cambi medi dell'esercizio 2018	Cambi al 31 dicembre 2018
Dollaro USA	1,14	1,23	1,12	1,12	1,18	1,15
Sterlina inglese	0,89	0,90	0,88	0,85	0,88	0,89
Dollaro australiano	1,66	1,59	1,61	1,60	1,58	1,62

(12) L'acquisizione di interest aggiuntivi in una joint operation rappresentativa di un business, che non comporta l'assunzione del controllo, non determina il remeasurement delle quote precedentemente detenute.

(13) La quota di pertinenza di terzi delle differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese controllate operanti in valuta diversa dall'euro è rilevata nella voce di patrimonio netto "Interessenze di terzi".

CRITERI DI VALUTAZIONE

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio consolidato sono indicati nei punti seguenti.

ATTIVITÀ MINERARIA

Con riferimento alle attività di esplorazione, appraisal e sviluppo sono adottati i principi del successful efforts method di seguito descritti.

ACQUISIZIONE DI PERMESSI ESPLORATIVI

I costi sostenuti per l'acquisizione di diritti esplorativi (o per la loro estensione) sono inizialmente capitalizzati all'interno delle attività immateriali come "diritti esplorativi - unproved" in attesa di valutare l'esito delle attività di esplorazione e valutazione. Tali diritti esplorativi unproved non sono ammortizzati ma sottoposti a verifica della recuperabilità del relativo valore di iscrizione avendo riguardo alla conferma del commitment della società a proseguire le attività di esplorazione e considerando fatti e circostanze che possano evidenziare la presenza di incertezze in merito alla recuperabilità del valore iscritto. Se non sono pianificate ulteriori attività, il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi è imputato a conto economico come radiazione (di seguito anche write-off). I diritti esplorativi di valore non significativo sono raggruppati e ammortizzati a quote costanti lungo il periodo di esplorazione accordato. A seguito della scoperta di riserve certe (cioè dopo la rilevazione di riserve e l'approvazione interna del progetto di sviluppo), il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi unproved è riclassificato, sempre all'interno della voce "Attività immateriali", come "diritti esplorativi proved". Al momento della riclassifica e, in ogni caso, quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione di valore delle attività, il valore di iscrizione dei diritti esplorativi da riclassificare come proved è sottoposto a verifica di recuperabilità considerando il maggiore tra il valore d'uso e il fair value, al netto dei costi di vendita. A partire dall'avvio della produzione, i permessi esplorativi "proved" sono ammortizzati con il metodo dell'unità di prodotto (cd. metodo UOP, descritto al punto "Ammortamento UOP").

ACQUISIZIONE DI TITOLI MINERARI

I costi sostenuti per l'acquisizione di titoli minerari sono rilevati in relazione alle attività acquisite (potenziale esplorativo, riserve possibili, riserve probabili, riserve certe). Quando l'acquisto riguarda nel complesso riserve e potenziale esplorativo, il costo è attribuito alle diverse attività acquisite sulla base del valore determinato attualizzando i corrispondenti flussi di cassa attesi.

I costi di acquisizione del potenziale esplorativo sono valutati utilizzando i criteri indicati nel precedente punto "Acquisizione di permessi esplorativi". I costi delle riserve certe sono ammortizzati secondo il metodo UOP (v. punto "Ammorta-

mento UOP"). I costi delle riserve probabili e delle riserve possibili (cd. unproved mineral interest) sono sospesi in attesa dell'esito delle attività di appraisal e di identificazione delle modalità di sviluppo funzionali alla promozione a riserve certe; in caso di esito negativo delle predette attività, sono rilevati a conto economico.

ESPLORAZIONE ED APPRAISAL

I costi esplorativi relativi a studi geologici e geofisici sono rilevati direttamente a conto economico al momento del sostenimento.

I costi direttamente associati ad un pozzo esplorativo sono inizialmente rilevati all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione - unproved" (pozzi esplorativi in progress), fino al momento in cui la perforazione del pozzo è completata e possono continuare ad essere capitalizzati nei 12 mesi successivi in attesa della valutazione dei risultati della perforazione (pozzi esplorativi suspended). Se al termine di tale periodo si accerta che il risultato è negativo o che il ritrovamento non è sufficientemente significativo per 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 ottenere l'accesso alle riserve certe e per la costruzione e l'installazione degli impianti necessari all'estrazione, trattamento, raccolta e stoccaggio di idrocarburi sono ammortizzati, a partire dall'inizio della produzione, prevalentemente con il metodo UOP. In caso di non fattibilità/

non prosecuzione dei progetti di sviluppo, i relativi costi sono imputati a conto economico come write-off nel periodo in cui viene deciso l'abbandono del progetto stesso. Le svalutazioni/riprese di valore dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le attività materiali.

AMMORTAMENTO UOP

Con riferimento al processo di ammortamento degli investimenti afferenti l'attività mineraria, considerata la stretta correlazione tra la loro vita utile e la disponibilità delle riserve certe di idrocarburi, l'ammortamento è generalmente operato attraverso il metodo UOP applicando agli investimenti da ammortizzare a fine periodo¹⁴ l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nel trimestre e le riserve esistenti alla fine del trimestre, incrementate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra gli investimenti da ammortizzare e le riserve di idrocarburi. Ai fini dell'ammortamento dei diritti esplorativi e dei titoli minerari acquisiti qualificati come "proved" rilevano le riserve certe. Ai fini dell'ammortamento dei costi di esplorazione e di appraisal "proved" e dei costi di sviluppo rilevano le riserve certe sviluppate ovvero le complessive riserve certe ai fini dell'ammortamento di common facility a servizio di una pluralità di campi. Le riserve certe sono stimate sulla base della normativa U.S. SEC che richiede l'utilizzo della media annuale dei prezzi di petrolio e gas ai fini della valutazione della relativa producibilità economica; significative variazioni dei prezzi di riferimento possono determinare aliquote di ammortamento disallineate rispetto alle modalità di ottenimento dei benefici economici futuri attese da tali asset, al punto da comportare, ad esempio, l'ammortamento integrale di asset non correnti in un arco temporale di breve termine. In tali fattispecie, le riserve utilizzate ai fini della determinazione dell'aliquota di ammortamento UOP, sono stimate in base a parametri di economicità ragionevoli e coerenti con le previsioni di produzione definite dal management, al fine di riflettere meglio le modalità attese di ottenimento dei benefici economici futuri derivanti da tali asset.

PRODUZIONE

I costi relativi all'attività di produzione (estrazione, manutenzione ordinaria dei pozzi, ecc.) sono rilevati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

PRODUCTION SHARING AGREEMENTS E CONTRATTI DI SERVICE

Le riserve relative ai Production Sharing Agreement sono determinate sulla base delle clausole contrattuali relative al rimborso dei costi sostenuti per i lavori di esplorazione, sviluppo e produzione svolti con l'apporto di proprie tecnologie e mezzi finanziari (cost oil) e alla quota di spettanza delle produzioni

realizzate non destinate al rimborso dei costi sostenuti (profit oil). I ricavi derivanti dalla cessione delle produzioni ritirate (cost oil e profit oil) sono rilevati per competenza economica; i costi sostenuti relativi alle attività di esplorazione, sviluppo e produzione sono rilevati secondo i criteri indicati in precedenza. Le quote di produzioni e di riserve tengono conto delle quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei casi in cui gli accordi contrattuali prevedono che l'onere tributario a carico della società sia assolto dall'ente nazionale in nome e per conto della società a valere sulla quota di profit oil. In relazione a ciò, è rilevato l'incremento dell'imponibile, tramite l'aumento dei ricavi, e il corrispondente stanziamento dell'onere di imposta. Un meccanismo analogo caratterizza i contratti di service.

CHIUSURA E ABBANDONO DEI POZZI

I costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono rilevati all'attivo patrimoniale secondo i criteri indicati al punto "Attività materiali" e ammortizzati con il metodo UOP.

Stime contabili e giudizi significativi: attività mineraria

La valutazione delle riserve di petrolio e di gas naturale si basa su metodi di tipo ingegneristico che hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Le riserve certe rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere economicamente producibili nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti al momento della stima.

Nonostante esistano autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici che devono essere rispettati affinché le riserve possano essere classificate come certe, l'accuratezza della stima delle riserve dipende da un insieme di fattori, assunzioni e variabili, che includono: (i) la qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili e la loro interpretazione e valutazione; (ii) le stime riguardanti l'andamento futuro dei tassi di produzione e le previsioni di costi operativi e dei tempi di sostenimento dei costi di sviluppo; (iii) modifiche della normativa fiscale vigente, delle regolamentazioni amministrative e delle condizioni contrattuali; (iv) l'esito di perforazioni e di test di produzione e l'effettiva performance produttiva dei giacimenti successivamente alla data della stima che può determinare sostanziali revisioni al rialzo o al ribasso; (v) le variazioni dei prezzi di petrolio e gas naturale che potrebbero influire sulle quantità delle riserve certe, poiché la loro stima si basa sui prezzi e sui costi esistenti alla data della stima.

Una riduzione del prezzo del petrolio o la previsione di costi operativi e di sviluppo più elevati possono compromettere la capacità della società di produrre economicamente le riserve certe, determinando revisioni negative di stima.

(14) Il periodo è inteso come il trimestre.

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

La valutazione della potenzialità economica di una scoperta mineraria è effettuata nell'arco dei 12 mesi successivi al completamento della perforazione di un pozzo esplorativo. Il processo di delineazione della scoperta, che comporta lo svolgimento di ulteriori attività di appraisal e di identificazione delle migliori modalità di sviluppo, richiede, nella maggior parte dei casi, un periodo di tempo maggiore in funzione della complessità del progetto e del volume di investimenti associati.

Durante tale periodo, i costi relativi ai pozzi esplorativi rimangono sospesi all'attivo patrimoniale. Ad ogni modo, tali costi capitalizzati sono oggetto di verifica, almeno annuale, al fine di confermare l'intenzione di sviluppare, o in ogni caso di valorizzare, la scoperta. Le riserve di un giacimento sono classificate come certe solo quando sono stati verificati tutti i criteri per l'attribuzione della qualifica di riserve certe. Le riserve certe possono essere classificate come sviluppate o non sviluppate. Il passaggio a riserve certe sviluppate avviene in conseguenza dell'attività di sviluppo, normalmente in corrispondenza dell'avvio della produzione. Nei principali progetti di sviluppo trascorrono tipicamente da uno a quattro anni, tra la registrazione iniziale delle riserve e l'avvio della produzione.

Le stime delle riserve rilevano ai fini della determinazione degli ammortamenti e delle svalutazioni. In particolare, ai fini dell'ammortamento, determinato secondo il metodo UOP, assumendo la costanza delle altre variabili, un aumento delle riserve certe stimato per singolo giacimento riduce la quota di ammortamento a carico del periodo e viceversa. Ai fini del processo di impairment, le stime delle riserve sono utilizzate per la definizione dei flussi di cassa futuri delle attività petrolifere che rappresentano uno degli elementi fondamentali per determinare l'ammontare dell'eventuale svalutazione.

ATTIVITÀ MATERIALI

Le attività materiali, ivi inclusi gli investimenti immobiliari, sono rilevate secondo il criterio del costo e iscritte al prezzo di acquisto o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività pronte all'uso. Quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso, il prezzo di acquisto o il costo di produzione include gli oneri finanziari sostenuti che teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all'uso, qualora l'investimento non fosse stato fatto.

In presenza di obbligazioni attuali per lo smantellamento, la rimozione delle attività e il ripristino dei siti, il valore di iscrizione include i costi stimati (attualizzati) da sostenere

al momento dell'abbandono delle strutture, rilevati in contropartita a uno specifico fondo (v. punto "Fondi per lo smantellamento e il ripristino dei siti"). Analoga impostazione è adottata con riferimento alle obbligazioni attuali per la realizzazione di progetti sociali in aree di sviluppo petrolifero (cd. social project).

Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione delle attività materiali sono rilevati all'attivo patrimoniale quando è probabile che incrementino i benefici economici futuri attesi dal bene. Sono rilevati all'attivo patrimoniale anche gli elementi acquistati per ragioni di sicurezza o ambientali che, seppur non incrementando direttamente i benefici economici futuri delle attività esistenti, sono necessari per lo svolgimento dell'attività aziendale.

L'ammortamento delle attività materiali ha inizio quando il bene è pronto all'uso, ossia quando è nel luogo e nelle condizioni necessari perché sia in grado di operare secondo le modalità programmate. Le attività materiali sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile, intesa come la stima del periodo in cui l'attività sarà utilizzata dall'impresa.

Quando l'attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore di iscrizione ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile. Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente a un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla vendita (v. punto "Attività destinate alla vendita e discontinued operation"). Eventuali modifiche al piano di ammortamento, derivanti da revisione della vita utile dell'asset, del valore residuo ovvero delle modalità di ottenimento dei benefici economici dell'attività, sono rilevate prospetticamente.

I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati nel periodo di durata della concessione o della vita utile del bene se minore.

I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è rilevato a conto economico. Le migliorie non rimovibili operate su beni condotti in leasing sono ammortizzate lungo la minore tra la vita utile delle migliorie stesse e la durata del leasing. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie, diverse dalle sostituzioni di componenti identificabili, che reintegrano e non incrementano le prestazioni dei beni, sono rilevate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

Le attività materiali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

LEASING^{15, 16}

Un contratto contiene o rappresenta un leasing se conferisce al contraente il diritto di controllare l'utilizzo di un asset identificato per un periodo di tempo stabilito in cambio di un corrispettivo¹⁷; tale diritto sussiste se il contratto attribuisce al locatario il diritto di dirigere l'asset e ottenere sostanzialmente tutti i benefici economici derivanti dal suo utilizzo.

Alla commencement date, ossia alla data in cui il bene è reso disponibile per l'uso, il locatario rileva, nello stato patrimoniale, un'attività rappresentativa del diritto di utilizzo del bene (di seguito anche "attività per diritto di utilizzo" o "right-of-use asset"), e una passività rappresentativa dell'obbligazione ad effettuare i pagamenti previsti lungo la durata del contratto (di seguito anche "passività per leasing" o "lease liability")¹⁸. La durata del leasing è determinata considerando il periodo non annullabile del contratto, nonché, ove vi sia la ragionevole certezza, anche i periodi considerati dalle opzioni di estensione ovvero connessi al mancato esercizio delle opzioni di risoluzione anticipata del contratto.

La passività per leasing è rilevata inizialmente ad un ammontare pari al valore attuale dei seguenti pagamenti dovuti per il leasing¹⁹, non ancora effettuati alla commencement date: (i) pagamenti fissi (o sostanzialmente fissi), al netto di eventuali incentivi da ricevere; (ii) pagamenti variabili che dipendono da indici o tassi²⁰; (iii) stima del pagamento che il locatario dovrà effettuare a titolo di garanzia del valore residuo del bene locato; (iv) pagamento del prezzo di esercizio dell'opzione di acquisto, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitarla; e (v) pagamento di penalità contrattuali per la risoluzione del leasing, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitare tale opzione. Il valore attuale dei suddetti pagamenti è calcolato adottando un tasso di sconto pari al tasso di interesse implicito del leasing ovvero, qualora questo non fosse agevolmente determinabile, utilizzando il tasso di finanziamento incrementale del locatario. Quest'ultimo è definito tenendo conto della durata dei contratti di leasing, della periodicità dei

pagamenti previsti contrattualmente, della valuta nella quale essi sono denominati e delle caratteristiche dell'ambiente economico del locatario (sintetizzate dal country risk premium attribuito ai singoli Paesi in cui opera Eni).

Dopo la rilevazione iniziale, la passività per leasing è valutata sulla base del costo ammortizzato ed è rideterminata, generalmente in contropartita al valore di iscrizione del correlato right-of-use asset, in presenza di una variazione dei pagamenti dovuti per il leasing a seguito principalmente di: (i) rinegoziazioni contrattuali che non danno origine ad un nuovo leasing separato; (ii) variazioni di indici o tassi (a cui sono correlati i pagamenti variabili); o (iii) modifiche nella valutazione in merito all'esercizio delle opzioni contrattualmente previste (opzioni di acquisto del bene locato, opzioni di estensione o di risoluzione anticipata del contratto).

Il diritto di utilizzo di un bene in leasing è inizialmente rilevato al costo, determinato come sommatoria delle seguenti componenti: (i) l'importo iniziale della lease liability; (ii) i costi diretti iniziali sostenuti dal locatario²¹; (iii) eventuali pagamenti effettuati alla o prima della commencement date, al netto di eventuali incentivi ricevuti da parte del locatore; e (iv) la stima dei costi che il locatario prevede di sostenere per lo smantellamento, la rimozione dell'asset sottostante e la bonifica del sito ovvero per riportare l'asset nelle condizioni stabilite dal contratto. Successivamente alla rilevazione iniziale, il right-of-use asset è rettificato per tener conto delle quote di ammortamento cumulate²², delle eventuali perdite di valore cumulate (v. punto "Impairment delle attività non finanziarie") e degli effetti legati ad eventuali rideterminazioni della passività per leasing.

Nel caso in cui gli ammortamenti dell'attività per diritto di utilizzo e gli interessi passivi maturati sulla lease liability siano direttamente associati alla realizzazione di asset, essi sono capitalizzati su tali asset e successivamente rilevati a conto economico tramite il processo di ammortamento/svalutazione ovvero come radiazione, essenzialmente nel caso di asset esplorativi. Nell'ambito dell'attività mineraria, l'operatore di una joint operation non incorporata che sottoscrive un contratto di leasing

(15) Le accounting policy in materia di leasing sono state definite sulla base delle disposizioni dell'IFRS 16 "Leasing" in vigore dal 1° gennaio 2019. Come consentito dal principio contabile, le nuove disposizioni sono state applicate senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto. Le precedenti accounting policy in materia di leasing prevedevano essenzialmente: (i) che i beni assunti in leasing finanziario, ossia relativi ad accordi che, pur non assumendo la forma esplicita di un leasing finanziario prevedevano il trasferimento sostanziale dei rischi e benefici della proprietà, fossero iscritti, alla data di decorrenza del contratto, all'attivo patrimoniale al fair value dell'asset, al netto dei contributi di spettanza del locatario, o se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il leasing, in contropartita al debito finanziario verso il locatore; e (ii) con riferimento ai leasing operativi, l'imputazione a conto economico dei relativi canoni lungo la durata del contratto.

(16) Per espressa disposizione dell'IFRS 16 sono esclusi dall'ambito di applicazione i leasing per l'esplorazione ed estrazione di risorse minerarie quali quelli afferenti all'utilizzo dei diritti minerari, all'affitto dei terreni e delle eventuali servitù di passaggio connesse con le attività Oil & Gas.

(17) La verifica dell'esistenza delle condizioni indicate è operata all'inception date rappresentata dalla data più recente tra la data di stipula del contratto e quella in cui le parti si impegnano a rispettare i principali termini contrattuali.

(18) Eni si avvale della possibilità, prevista dal principio contabile, di rilevare a conto economico i canoni relativi ai contratti di leasing di breve durata (per determinate classi di asset sottostanti) e a quelli di modico valore.

(19) Come consentito dalle previsioni del principio contabile, le non-lease component non sono generalmente oggetto di separata rilevazione, fatta eccezione per la componente servizio inclusa nel canone unico previsto dai principali contratti afferenti alle attività upstream (drilling rig).

(20) Differentemente, le altre tipologie di pagamenti variabili (ad es. canoni basati sull'utilizzo del bene locato) non sono incluse nel valore di iscrizione della lease liability, ma sono rilevate a conto economico come costi operativi lungo la durata del contratto di leasing.

(21) I costi diretti iniziali sono costi incrementali sostenuti dal locatario per l'ottenimento del leasing che non sarebbero stati sostenuti se il contratto di leasing non fosse stato sottoscritto.

(22) L'ammortamento è effettuato sistematicamente a partire dalla commencement date e fino alla data più recente tra: (i) il termine della vita utile del right-of-use asset; e (ii) la fine della durata del leasing. Tuttavia, nel caso in cui il leasing trasferisca la proprietà dell'asset locato al locatario alla fine della durata del leasing, o se il valore dell'attività per diritto di utilizzo considera anche il fatto che il locatario eserciterà l'opzione di acquisto, il right-of-use asset è ammortizzato sistematicamente lungo la vita utile dell'asset sottostante.

come unico firmatario rileva: (i) il 100% della lease liability se sulla base delle previsioni contrattuali e di ogni altro elemento rilevante ai fini della valutazione, è considerato "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni nei confronti del fornitore; e (ii) il 100% del right-of-use asset, fatti salvi gli eventuali casi in cui sia ravvisabile contrattualmente la presenza di un sublease posto in essere con gli altri partner dell'iniziativa mineraria (cd. follower).

La quota di right-of-use asset iscritta dall'operatore e riferibile agli altri partner dell'iniziativa mineraria è oggetto di recupero attraverso i meccanismi contrattuali della joint operation, che prevedono l'addebito dei costi dell'iniziativa di spettanza dei follower (billing) e relativo pagamento (cash call). I riaddebiti ai follower dei costi sono rilevati dall'operatore come "Altri ricavi e proventi" nel conto economico e inclusi, nel rendiconto finanziario, all'interno del flusso di cassa netto da attività operativa. Differentemente, quando il contratto di leasing è sottoscritto da tutti i partecipanti all'iniziativa mineraria, è rilevata la quota di spettanza del right-of-use asset e della lease liability sulla base del working interest detenuto.

Nessuna rilevazione di attività e passività per leasing è effettuata nei casi in cui Eni non sia considerata "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni del contratto di leasing.

Quando i contratti di leasing sono posti in essere da società non controllate che svolgono il ruolo di operatore per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria (cd. operating company), coerentemente con la previsione dei riaddebiti ai partecipanti dei costi connessi con lo svolgimento delle attività, è previsto il riconoscimento nei bilanci dei partecipanti all'iniziativa mineraria della propria quota di right-of-use asset e di lease liability sulla base del working interest definito avuto riguardo alle previsioni, ove attendibilmente determinabili, dell'utilizzo dei mezzi assunti in leasing.

Stime contabili e giudizi significativi: operazioni di leasing

Per quanto riguarda i contratti di leasing, la Direzione Aziendale effettua stime contabili ed esercita giudizi significativi con riferimento a: (i) la determinazione della durata dei leasing avuto riguardo alle stime da operare in merito all'eventuale esercizio delle opzioni di estensione e/o di risoluzione previste nel contratto; (ii) la determinazione del tasso di finanziamento incrementale del locatario; (iii) l'individuazione e, ove appropriato, la separazione delle non-lease component, in assenza di un prezzo stand-alone osservabile per tali componenti, tenendo anche conto di approfondimenti svolti con esperti esterni; (iv) la rilevazione dei contratti di leasing afferenti a mezzi utilizzati nelle attività Oil & Gas (principalmente drilling rig e FPSO) posti in essere in qualità di operatore dell'iniziativa mineraria intrapresa nell'ambito di una joint operation non incorporata avuto riguardo alle valutazioni sulla natura di "primary responsible" dell'operatore e alla verifica dei rapporti con gli altri partecipanti all'iniziativa mineraria; (v) l'identificazione dei pagamenti variabili e delle loro caratteri-

stiche ai fini della stima per l'inclusione, o meno, nella determinazione della lease liability.

ATTIVITÀ IMMATERIALI

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché il goodwill. Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le attività materiali. Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.

Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile; per il valore da ammortizzare valgono i criteri indicati al punto "Attività materiali".

Il goodwill e le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento. Per la recuperabilità del valore di iscrizione del goodwill e delle altre attività immateriali valgono i criteri indicati al punto "Impairment delle attività non finanziarie".

I costi connessi con l'acquisizione di nuova clientela sono rilevati all'attivo patrimoniale purché ne sia dimostrata la recuperabilità. L'attività immateriale afferente a tali costi contrattuali è ammortizzata su una base sistematica coerente con il trasferimento al cliente dei beni o servizi a cui fa riferimento ed è oggetto di verifica della recuperabilità del valore di iscrizione. I costi relativi all'attività di sviluppo tecnologico sono rilevati all'attivo patrimoniale quando: (i) il costo attribuibile all'attività di sviluppo è attendibilmente determinabile; (ii) vi è l'intenzione, la disponibilità di risorse finanziarie e la capacità tecnica a rendere l'attività disponibile all'uso o alla vendita; (iii) è dimostrabile che l'attività sia in grado di produrre benefici economici futuri.

Le attività immateriali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

IMPAIRMENT DELLE ATTIVITÀ NON FINANZIARIE

La recuperabilità delle attività non finanziarie (attività materiali, attività immateriali e right-of-use asset) è verificata quando eventi o modifiche delle circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.

La valutazione di recuperabilità è effettuata per singola cash generating unit (di seguito anche "CGU") rappresentata dal più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata ampiamente indipendenti da quelli generati da altre attività. Le cash generating unit possono includere i corporate asset, ossia attività che non generano flussi

di cassa autonomi, attribuibili su basi ragionevoli e coerenti. I corporate asset non attribuibili ad una specifica cash generating unit sono allocati ad un aggregato più ampio costituito da più cash generating unit. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata, almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore, a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento che include il goodwill stesso. I right-of-use asset, che generalmente non producono flussi di cassa autonomi, sono allocati alla CGU a cui si riferiscono; i right-of-use asset che non sono specificatamente allocabili alle CGU sono considerati corporate asset. La recuperabilità del valore di iscrizione delle common facility del settore E&P è verificata considerando il complesso dei valori recuperabili delle CGU che beneficiano dell'infrastruttura comune.

La recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso. Quest'ultimo è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso della cash generating unit e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della relativa vita utile al netto dei costi di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e supportabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile della cash generating unit, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno.

Ai fini della verifica della recuperabilità di cash generating unit che includono right-of-use asset significativi, la determinazione del valore d'uso avviene, generalmente, escludendo dalla stima dei flussi di cassa futuri, oggetto di attualizzazione, gli esborsi relativi ai pagamenti dei canoni di leasing considerati ai fini della determinazione della lease liability.

Per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico-finanziarie e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione e si basa sulle ipotesi relative all'evoluzione dei fondamentali e, nel breve-medio termine, considera anche le previsioni degli analisti di mercato e, laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità e affidabilità, sulla rilevazione dei prezzi a termine desumibili dal mercato.

Ai fini dell'impairment test, si considerano anche gli esborsi che si prevede di sostenere per assicurare la compliance con la normativa in materia di emissioni di CO₂ (ad es. Emission

Trading Scheme) ovvero che si prevede di sostenere su base volontaria (ad es. gli esborsi connessi con i certificati forestali acquistati o prodotti in coerenza con la strategia di decarbonizzazione della società - di seguito anche "forestry").

In particolare, in sede di determinazione del valore d'uso, avuto riguardo agli obiettivi connessi con la strategia di decarbonizzazione sono considerati gli esborsi per iniziative di forestry²³ ad integrazione delle previsioni degli esborsi operativi; al riguardo, anche considerato che le iniziative forestali possono essere sviluppate in Paesi dove non è presente Eni e tenuto conto della difficoltà di operare un'allocatione, su basi ragionevoli e coerenti, alle differenti CGU del settore di riferimento, i relativi esborsi, attualizzati, sono considerati a riduzione del complessivo headroom di tale settore.

Ai fini della determinazione del valore d'uso, i flussi di cassa previsti sono oggetto di attualizzazione ad un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. In particolare, il tasso di sconto utilizzato è il Weighted Average Cost of Capital (WACC) rettificato del rischio Paese specifico in cui si trova la cash generating unit oggetto di valutazione. La valorizzazione del rischio Paese specifico da includere nel tasso di sconto è definita sulla base delle informazioni fornite da provider esterni. I WACC sono differenziati in funzione della rischiosità espressa dai settori/business in cui opera l'attività. In particolare, per le attività appartenenti al settore Global Gas & LNG Portfolio (GGP), al business Chimica e ai singoli business rientranti nel settore Eni gas e luce, Power & Renewables, tenuto conto delle relative differenti rischiosità rispetto a quella complessiva Eni, sono stati definiti specifici WACC sulla base di un campione di società comparabili, rettificati per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività. Per gli altri settori/business, tenuto conto della sostanziale coincidenza della rischiosità con quella complessiva Eni, è utilizzato il medesimo tasso di sconto. Il valore d'uso è determinato al netto dell'effetto fiscale in quanto questo metodo produce valori sostanzialmente equivalenti a quelli ottenibili attualizzando i flussi di cassa al lordo delle imposte ad un tasso di sconto ante imposte derivato, in via iterativa, dal risultato della valutazione post imposte.

Quando il valore di iscrizione della cash generating unit comprensivo del goodwill a essa attribuito, determinato tenendo conto delle eventuali svalutazioni degli asset non correnti che fanno parte della cash generating unit, è superiore al valore recuperabile, la differenza è oggetto di svalutazione ed è attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro-quota al valore di libro degli asset che costituiscono la cash generating unit, fino all'ammontare del valore recuperabile delle attività a vita utile definita.

(23) Per i criteri di rilevazione dei certificati forestali v. il punto "Costi".

Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è rilevata a conto economico; la ripresa di valore è effettuata per un importo pari al minore tra il valore recuperabile e il valore di iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state rilevate qualora non si fosse proceduto alla svalutazione. Le svalutazioni del goodwill non sono oggetto di ripresa di valore²⁴.

CONTRIBUTI IN CONTO CAPITALE

I contributi in conto capitale sono rilevati quando esiste la ragionevole certezza che saranno realizzate le condizioni previste dagli organi governativi concedenti per il loro ottenimento e sono rilevati a riduzione del prezzo di acquisto o del costo di produzione delle attività cui si riferiscono.

RIMANENZE

Le rimanenze, incluse le scorte d'obbligo, sono valutate al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore netto di realizzo; quest'ultimo valore è rappresentato dall'ammontare che l'impresa si attende di ottenere dalla loro vendita nel normale svolgimento dell'attività, al netto dei costi stimati per il completamento e per realizzare la vendita, ovvero, relativamente ai volumi di rimanenze di greggio e prodotti petroliferi sui quali insistono contratti di cessione già stipulati, dal prezzo di vendita pattuito. Le rimanenze derivanti da acquisti operati nella prospettiva di una rivendita nel breve periodo e dell'ottenimento di benefici economici derivanti dalle fluttuazioni del prezzo sono valutate al fair value al netto dei costi di vendita con imputazione degli effetti a conto economico. I materiali e gli altri beni di consumo posseduti per essere impiegati nel processo produttivo non sono oggetto di svalutazione qualora ci si attenda che i prodotti finiti nei quali verranno incorporati saranno venduti ad un prezzo tale da consentire il recupero del costo sostenuto.

Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio, condensati e gas naturale) e di prodotti petroliferi è determinato applicando il metodo del costo medio ponderato su base trimestrale ovvero, quando la finalità di utilizzo e la velocità di rigiro (turnover) delle rimanenze di greggio e prodotti petroliferi lo giustificano, su un differente arco temporale (ad es. mensile); quello dei prodotti chimici è determinato applicando il costo medio ponderato su base annuale.

In presenza di clausole di "take-or-pay" all'interno di contratti di approvvigionamento a lungo termine di gas naturale, i volumi di gas non ritirati che determinino l'attivazione della clausola "pay", valorizzati alle formule di prezzo previste con-

trattualmente, sono rilevati nella voce "Altre attività" come "deferred cost" in contropartita alla voce "Debiti commerciali e altri debiti" ovvero all'esborso effettuato per il relativo regolamento. I deferred cost stanziati sono imputati a conto economico: (i) all'atto dell'effettivo ritiro del gas naturale, partecipando alla determinazione del costo medio ponderato del magazzino; (ii) per la parte non recuperabile quando si configura l'impossibilità di ritirare il gas precedentemente non prelevato, secondo le tempistiche contrattualmente previste. Inoltre, i deferred cost stanziati sono oggetto di valutazione, al fine di verificarne la recuperabilità economica, confrontando il loro valore di iscrizione con il relativo valore netto di realizzo determinato in analogia a quanto indicato per le rimanenze.

Stime contabili e giudizi significativi: impairment delle attività non finanziarie

La recuperabilità delle attività non finanziarie è verificata quando eventi o modifiche delle circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.

Gli eventi che possono determinare una svalutazione di attività non finanziarie sono variazioni nei piani industriali, variazioni nei prezzi di mercato che possono determinare minori performance operative, ridotto utilizzo degli impianti e, per gli asset minerari, significative revisioni in negativo delle stime delle riserve certe o incrementi significativi delle stime dei costi di sviluppo e produzione. La decisione se procedere a una svalutazione e la quantificazione della stessa dipendono dalle valutazioni della Direzione Aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali, l'evoluzione dei prezzi delle commodity, l'evoluzione dei tassi di attualizzazione, le previsioni in merito ai costi di sviluppo e produzione, l'impatto dell'inflazione e dell'evoluzione tecnologica, le previsioni sui profili produttivi e sulle condizioni della domanda e dell'offerta su scala globale o regionale anche in relazione al processo di decarbonizzazione, gli impatti delle modifiche normative e regolamentari, ecc. La definizione delle CGU e l'individuazione dell'appropriato livello di raggruppamento delle stesse ai fini della verifica della recuperabilità del valore di iscrizione del goodwill, di corporate asset nonché di common facility nel settore E&P, richiedono l'espressione di un giudizio da parte della Direzione Aziendale. In particolare, le CGU sono definite considerando, tra l'altro, le modalità con cui il management controlla l'attività operativa (ad es. per linee di business) o assume decisioni in merito a mantenere operativi o dismettere i beni e le attività della società. Analoghe considerazioni rilevano anche ai fini della verifica della recuperabilità fisica dei deferred cost (v. anche punto "Rimanenze") afferenti ai volumi di gas naturale non ritirati a fronte di contratti di approvvigionamento a lungo termine che prevedono clausole di "take-or-pay".

I flussi di cassa attesi utilizzati per la determinazione del valore recuperabile sono quantificati alla luce delle informazioni

(24) La svalutazione del goodwill rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno neppure nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

disponibili al momento della stima sulla base di giudizi soggettivi sull'andamento di variabili future – quali i prezzi, i costi, i tassi di crescita della domanda, i profili produttivi – e sono attualizzati utilizzando un tasso che tiene conto del rischio inerente all'attività interessata.

Nel caso dell'attività mineraria, i flussi di cassa attesi sono stimati tenendo conto principalmente delle riserve certe sviluppate e non sviluppate, nonché, tra l'altro, dei costi attesi per le riserve da sviluppare e delle imposte sulla produzione. Ove appropriato, sulla base dei fatti e circostanze, i flussi di cassa attesi sono stimati dalla Direzione Aziendale tenendo anche conto delle riserve unproved adeguatamente rischiate. La stima del futuro livello di produzione è basata su assunzioni relative al prezzo futuro delle commodity, ai costi di sviluppo ed estrazione, al declino dei campi, alla domanda di mercato e altri fattori. La valorizzazione dei flussi di cassa associati alle commodity petrolifere è determinata sulla base delle informazioni desumibili dal mercato a termine, tenuto conto della liquidità e affidabilità espresse, delle indicazioni fornite da fonti specializzate indipendenti e delle previsioni del management in merito all'evoluzione dei fondamentali della domanda e dell'offerta.

Maggiori dettagli in merito alle principali assunzioni sottostanti la determinazione del valore recuperabile delle attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing sono forniti nella nota n. 14 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing.

STRUMENTI FINANZIARI

ATTIVITÀ FINANZIARIE

In funzione delle caratteristiche dello strumento e del modello di business adottato per la relativa gestione, le attività finanziarie sono classificate nelle seguenti categorie: (i) attività finanziarie valutate al costo ammortizzato; (ii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti tra le altre componenti dell'utile complessivo (di seguito anche OCI); (iii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

La rilevazione iniziale avviene al fair value incrementato, per le attività finanziarie diverse da quelle valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico, dei costi di transazione direttamente attribuibili. Per i crediti commerciali privi di una significativa componente finanziaria, il valore di rilevazione iniziale è rappresentato dal prezzo della transazione.

Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività finanziarie che generano flussi di cassa contrattuali rappresentativi esclusivamente di pagamenti di capitale e interessi sono valutate al costo ammortizzato se possedute con la finalità di incassarne i flussi di cassa contrattuali (cd. business model

hold to collect). L'applicazione del metodo del costo ammortizzato comporta la rilevazione a conto economico degli interessi attivi determinati sulla base del tasso di interesse effettivo, delle differenze di cambio e delle eventuali svalutazioni²⁵ (v. punto "Svalutazioni di attività finanziarie").

Differentemente, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a OCI (di seguito anche FVTOCI) le attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito il cui modello di business prevede la possibilità sia di incassare i flussi di cassa contrattuali sia di realizzarne il valore attraverso la cessione (cd. business model hold to collect and sell). In tal caso sono rilevati: (i) a conto economico gli interessi attivi, calcolati utilizzando il tasso di interesse effettivo, le differenze di cambio e le svalutazioni (v. punto "Svalutazioni di attività finanziarie"); (ii) a patrimonio netto, tra le altre componenti dell'utile complessivo, le variazioni di fair value dello strumento. L'ammontare cumulato delle variazioni di fair value, imputato nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, è oggetto di reversal a conto economico all'atto dell'eliminazione contabile dello strumento. Allo stato, il Gruppo non detiene attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito valutate al FVTOCI.

Un'attività finanziaria rappresentativa di uno strumento di debito che non è valutata al costo ammortizzato o al FVTOCI è valutata al fair value con imputazione degli effetti a conto economico (di seguito FVTPL); rientrano in tale categoria le attività finanziarie possedute con finalità di trading. Gli interessi attivi maturati su attività finanziarie destinate al trading concorrono alla valutazione complessiva del fair value dello strumento e sono rilevati, all'interno dei "Proventi (oneri) finanziari", nella sottovoce "Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading".

Quando l'acquisto o la vendita di attività finanziarie avviene secondo un contratto che prevede il regolamento dell'operazione e la consegna dell'attività entro un determinato numero di giorni, stabiliti dagli organi di controllo del mercato o da convenzioni del mercato (ad es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento.

DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI

Le disponibilità liquide ed equivalenti comprendono la cassa, i depositi a vista, nonché le attività finanziarie originariamente esigibili, generalmente, entro 3 mesi, prontamente convertibili in cassa e sottoposte ad un irrilevante rischio di variazione di valore.

SVALUTAZIONI DI ATTIVITÀ FINANZIARIE

La valutazione della recuperabilità delle attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito non valutate al FVTPL è effettuata sulla base del cosiddetto expected credit loss model²⁶.

(25) I crediti e le altre attività finanziarie valutati al costo ammortizzato sono esposti al netto del relativo fondo svalutazione.

(26) L'expected credit loss model si applica anche ai contratti di garanzia finanziaria emessi non valutati al FVTPL. Le expected credit loss rilevate con riferimento alle garanzie finanziarie emesse non sono rilevanti.

In particolare, le perdite attese sono determinate, generalmente, sulla base del prodotto tra: (i) l'esposizione vantata verso la controparte al netto delle relative mitiganti (cd. Exposure At Default o EAD); (ii) la probabilità che la controparte non ottemperi alla propria obbligazione di pagamento (cd. Probability of Default o PD); (iii) la stima, in termini percentuali, della quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (cd. Loss Given Default o LGD) definita, sulla base delle esperienze pregresse (serie storiche della capacità di recupero) e delle possibili azioni di recupero esperibili (ad es. azioni stragiudiziali, contenziosi legali, ecc.).

Con riferimento ai crediti commerciali e agli altri crediti, per la determinazione della Probability of Default delle controparti sono stati adottati i rating interni, già utilizzati ai fini dell'affidamento commerciale, oggetto di verifica periodica, anche tramite analisi di back-testing; per le controparti rappresentate da Entità Statali, ed in particolare per le National Oil Company, la Probability of Default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i country risk premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Per la clientela per la quale non sono disponibili rating, la valutazione delle perdite attese è basata su una provision matrix, costruita raggruppando, ove opportuno, i crediti in cluster di clientela omogenei ai quali applicare percentuali di svalutazione definite sulla base dell'esperienza di perdite pregresse, rettifiche, ove necessario, per tener conto di informazioni previsionali in merito al rischio di credito della controparte o di cluster di controparti²⁷.

Considerate le caratteristiche dei mercati di riferimento, si considerano in default le esposizioni creditizie scadute da oltre 180 giorni ovvero, in ogni caso, le esposizioni creditizie in contenzioso o per le quali sono in corso azioni di ristrutturazione/rinegoziazione. Sono definite in contenzioso le esposizioni per le quali sono stati attivati o si è in procinto di attivare interventi di recupero del credito tramite procedimenti legali/giudiziali. Le svalutazioni dei crediti commerciali e degli altri crediti sono rilevate nel conto economico, al netto delle eventuali riprese di valore, nella voce "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti".

La recuperabilità dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa concessi a società collegate e joint venture, il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro, e che nella sostanza rappresentano un ulteriore investimento nelle stesse, è valutata, in primo luogo, sulla base dell'expected credit loss model e, in secondo luogo, unitamente alla partecipazione nella società collegata/joint venture, applicando i criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto". In applicazione dell'expected credit loss model non si considerano le eventuali rettifiche del valore di iscrizione

del long term interest derivanti dall'applicazione dei criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Stime contabili e giudizi significativi: svalutazioni di attività finanziarie

La quantificazione delle svalutazioni di attività finanziarie comporta valutazioni del management su fattori complessi e altamente incerti quali, tra l'altro, la probabilità di default delle controparti (PD), la valutazione delle eventuali mitiganti dell'esposizione, la previsione sulla quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (LGD), nonché il processo di clusterizzazione della clientela.

Maggiori dettagli in merito alle principali assunzioni sottostanti la determinazione delle svalutazioni di attività finanziarie sono forniti nella nota n. 7 - Crediti commerciali e altri crediti.

PARTECIPAZIONI MINORITARIE

Le attività finanziarie rappresentative di partecipazioni minoritarie, in quanto non possedute per finalità di trading, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, senza previsione del loro rigiro a conto economico in caso di realizzo; diversamente, i dividendi provenienti da tali partecipazioni sono rilevati a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni" a meno che non rappresentino chiaramente un recupero di parte del costo dell'investimento. La valutazione al costo di una partecipazione minoritaria è consentita nei limitati casi in cui il costo rappresenti un'adeguata stima del fair value.

PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le passività finanziarie, diverse dagli strumenti derivati, sono rilevate inizialmente al fair value del corrispettivo ricevuto, al netto dei costi di transazione direttamente attribuibili, e sono successivamente valutate al costo ammortizzato.

STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI E HEDGE ACCOUNTING

Gli strumenti finanziari derivati, ivi inclusi quelli impliciti (cd. embedded derivative, v. oltre) oggetto di separazione dal contratto principale, sono attività e passività rilevate al fair value.

Nell'ambito della strategia e degli obiettivi definiti per la gestione del rischio, la qualificazione delle operazioni come di copertura richiede: (i) la verifica dell'esistenza di una relazione economica tra l'oggetto coperto e lo strumento di copertura tale da compensare le relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte; (ii) la definizione di un hedge ratio coerente con gli obiettivi di gestione del rischio, nell'ambito della strategia di risk manage-

(27) Per le esposizioni creditizie derivanti da operazioni infragruppo, è normalmente assunta la piena capacità di recupero in considerazione, tra l'altro, della struttura finanziaria centralizzata del Gruppo che ne supporta eventuali esigenze sia finanziarie che patrimoniali.

ment definita, effettuando, ove necessario, le appropriate azioni di ribilanciamento (rebalancing). Le modifiche degli obiettivi di risk management, il venir meno delle condizioni indicate in precedenza per la qualificazione delle operazioni come di copertura ovvero l'attivazione di operazioni di ribilanciamento determinano la discontinuazione prospettica, totale o parziale, della copertura. Quando i derivati coprono il rischio di variazione del fair value degli strumenti oggetto di copertura (fair value hedge; ad es. copertura della variabilità del fair value di attività/passività a tasso fisso), i derivati sono valutati al fair value con imputazione degli effetti a conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere, a conto economico, le variazioni del fair value associate al rischio coperto, indipendentemente dalla previsione di un diverso criterio di valutazione applicabile generalmente alla tipologia di strumento.

Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli strumenti oggetto di copertura (cash flow hedge; ad es. copertura della variabilità dei flussi di cassa di attività/passività per effetto delle oscillazioni dei tassi di cambio), le variazioni del fair value dei derivati considerate efficaci sono inizialmente rilevate nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo e successivamente imputate a conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta. Nel caso di copertura di transazioni future che comportano l'iscrizione di un'attività o di una passività non finanziaria, le variazioni cumulate del fair value dei derivati di copertura, rilevate nel patrimonio netto, sono imputate a rettifica del valore di iscrizione dell'attività/passività non finanziaria oggetto della copertura (cd. basis adjustment).

Le variazioni del fair value dei derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura, ivi incluse le eventuali componenti inefficaci degli strumenti derivati di copertura, sono rilevate a conto economico. In particolare, le variazioni del fair value dei derivati non di copertura su tassi di interesse e su valute sono rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari"; differentemente, le variazioni del fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura su commodity sono rilevate nella voce di conto economico "Altri proventi (oneri) operativi".

I derivati impliciti, incorporati all'interno di attività finanziarie, non sono oggetto di separazione contabile; in tali fattispecie, l'intero strumento ibrido è classificato in base ai criteri generali previsti per le attività finanziarie (v. punto "Attività finanziarie"). Differentemente, i derivati impliciti incorporati all'interno di passività finanziarie e/o attività non finanziarie, sono scorporati se: (i) le caratteristiche economiche e i rischi del derivato implicito non sono strettamente legati alle caratteristiche economiche e ai rischi del contratto principale; (ii) lo strumento implicito oggetto di separazione soddisfa la definizione di derivato; (iii) lo strumento ibrido nel suo complesso non è valutato al fair value con impatti a conto economico (FVTPL). La verifica dell'esistenza di derivati im-

pliciti da scorporare e valutare separatamente è effettuata al momento in cui l'impresa entra a far parte del contratto e, successivamente, in presenza di modifiche nelle condizioni del contratto che determinino significative variazioni dei flussi di cassa generati dallo stesso.

Gli effetti economici delle transazioni relative all'acquisto o vendita di commodity stipulate a fronte di esigenze dell'impresa per il normale svolgimento dell'attività e per le quali è previsto il regolamento attraverso la consegna fisica dei beni stessi, sono rilevati per competenza economica (cd. normal sale and normal purchase exemption o own use exemption).

COMPENSAZIONE DI ATTIVITÀ E PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le attività e passività finanziarie sono compensate nello stato patrimoniale quando si ha il diritto legale alla compensazione, correntemente esercitabile, e si ha l'intenzione di regolare il rapporto su base netta (ovvero di realizzare l'attività e contemporaneamente estinguere la passività).

ELIMINAZIONE CONTABILE DI ATTIVITÀ E PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le attività finanziarie cedute sono eliminate dall'attivo patrimoniale quando i diritti contrattuali connessi all'ottenimento dei flussi di cassa associati allo strumento finanziario scadono ovvero sono trasferiti a terzi. Le passività finanziarie sono eliminate quando sono estinte, ovvero quando l'obbligazione specificata nel contratto è adempiuta, cancellata o scaduta.

FONDI, PASSIVITÀ E ATTIVITÀ POTENZIALI

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza.

Gli accantonamenti sono rilevati quando: (i) è probabile l'esistenza di un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente.

Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio; gli accantonamenti relativi a contratti onerosi sono iscritti al minore tra il costo necessario per l'adempimento dell'obbligazione, al netto dei benefici economici attesi derivanti dal contratto, e il costo per la risoluzione del contratto. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è determinato attualizzando al tasso medio del debito dell'impresa i flussi di cassa attesi determinati tenendo conto dei rischi associati all'obbligazione; l'adeguata-

mento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari". I costi che l'impresa prevede di sostenere per attuare programmi di ristrutturazione sono iscritti nell'esercizio in cui viene definito formalmente il programma e si è generata nei soggetti interessati la valida aspettativa che la ristrutturazione avrà luogo.

I fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione; le revisioni di stima sono imputate alla medesima voce di conto economico che ha precedentemente accolto l'accantonamento. Nelle note al bilancio sono oggetto di illustrazione le passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa; (ii) obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento è probabile che non sia oneroso. Le attività potenziali, ossia attività possibili che derivano da eventi passati e la cui esistenza sarà confermata solo dal verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa, non sono rilevate in bilancio salvo che l'ottenimento dei relativi benefici sia virtualmente certo. Nel caso in cui l'ottenimento dei benefici sia probabile, le attività potenziali sono illustrate nelle note al bilancio. Le attività potenziali sono periodicamente riesaminate al fine di valutare la probabilità di ottenere benefici economici da parte dell'impresa.

FONDI PER LO SMANTELLAMENTO E IL RIPRISTINO DEI SITI

Le passività connesse allo smantellamento delle attività materiali e al ripristino dei siti al termine dell'attività di produzione sono rilevate, in presenza di un'obbligazione legale o implicita e della possibilità di effettuare una stima attendibile dell'onere, in contropartita alle attività a cui si riferiscono.

In considerazione dell'ampio arco temporale intercorrente tra il momento in cui sorge l'obbligazione e il relativo regolamento, le stime degli oneri da sostenere sono rilevate sulla base del loro valore attuale.

L'adeguamento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari". I fondi sono valutati periodicamente per tener conto dell'aggiornamento dei costi da sostenere, dei vincoli contrattuali, delle disposizioni legislative e delle prassi vigenti nel Paese dove sono ubicate le attività materiali.

Le eventuali variazioni di stima di tali fondi sono rilevate generalmente in contropartita alle attività a cui si riferiscono; al riguardo, se la variazione di stima comporta una riduzione di importo superiore al valore di iscrizione dell'attività a cui si riferisce, l'eccedenza è rilevata a conto economico.

Analoga impostazione è adottata con riferimento alle obbligazioni attuali per la realizzazione di social project collegati alle attività operative svolte dalla società.

Stime contabili e giudizi significativi: fondi smantellamento e ripristino siti, passività ambientali e altri fondi

Eni sostiene delle passività significative connesse agli obblighi di smantellamento delle attività materiali e di ripristino ambientale dei terreni o del fondo marino al termine dell'attività di produzione. La stima dei costi futuri di smantellamento e di ripristino è un processo complesso e richiede l'apprezzamento e il giudizio della Direzione Aziendale nella valutazione delle passività da sostenersi a distanza di molti anni per l'adempimento di obblighi di smantellamento e di ripristino, spesso non compiutamente definiti da leggi, regolamenti amministrativi o clausole contrattuali. Inoltre, questi obblighi risentono del costante aggiornamento delle tecniche e dei costi di smantellamento e di ripristino, nonché della continua evoluzione della sensibilità politica e pubblica in materia di salute e di tutela ambientale. La determinazione del tasso di attualizzazione da utilizzare sia nella valutazione iniziale dell'onere sia nelle valutazioni successive, nonché la previsione del timing degli esborsi e il loro eventuale aggiornamento, sono frutto di un processo complesso che comporta l'esercizio di un giudizio professionale da parte della Direzione Aziendale.

Il fondo smantellamento e ripristino siti, iscritto in bilancio, accoglie, essenzialmente, la stima dei costi che saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti del settore Exploration & Production. Le passività di smantellamento e ripristino siti relative agli altri settori operativi, tenuto conto dell'indeterminatezza del momento temporale di abbandono degli asset, anche in considerazione delle strategie di riconversione degli impianti per l'ottenimento di produzioni low carbon, che impedisce di stimare i relativi costi attualizzati di abbandono, sono rilevate quando è determinabile la data dell'effettivo sostenimento dell'onere e l'ammontare dell'obbligazione può essere attendibilmente stimato. Eni valuta periodicamente il sopraggiungere di cambiamenti, circostanze o eventi che potrebbero richiedere la rilevazione di tali passività.

Come le altre società del settore, Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, ivi incluse le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. I relativi costi sono accantonati quando è probabile l'esistenza di una passività onerosa e l'ammontare può essere stimato attendibilmente²⁸.

Sebbene Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato do-

(28) Nell'ambito delle obbligazioni ambientali assunte, non disponendosi di informazioni in merito alla prevedibile durata di esercizio non sono oggetto di accantonamento i costi, aventi natura operativa, associati alla gestione degli impianti di trattamento delle acque di falda. Al riguardo, Eni valuta periodicamente l'evoluzione delle condizioni di riferimento, ivi incluso il quadro normativo e tecnologico, al fine di verificare il sopraggiungere di cambiamenti, circostanze o eventi che possano determinare l'attivazione di accantonamenti.

vuti al mancato rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi accantonati – tuttavia non può essere escluso con certezza che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione delle leggi vigenti in materia; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Oltre a rilevare le passività ambientali, gli obblighi di rimozione delle attività materiali e di ripristino dei siti, Eni effettua accantonamenti connessi prevalentemente ai contenziosi legali e commerciali. La stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale, con particolare riferimento agli ammontari da rilevare in bilancio e al timing degli esborsi. Successivamente alla rilevazione iniziale, i fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime effettuate.

BENEFICI PER I DIPENDENTI

I benefici per i dipendenti sono le remunerazioni erogate dall'impresa in cambio dell'attività lavorativa svolta dal dipendente o in virtù della cessazione del rapporto di lavoro.

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di piani, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in piani "a contributi definiti" e piani "a benefici definiti".

Nei piani a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (cd. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.

La passività relativa ai piani a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici. Gli interessi netti (cd. net interest) includono la componente di rendimento delle attività al servizio del piano e del costo per interessi da rilevare a conto economico. Il net interest è determinato applicando alle passività, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, il tasso di sconto definito per le passività; il net interest di piani a benefici definiti è rilevato tra i "Proventi (oneri) finanziari".

Per i piani a benefici definiti sono rilevate nel prospetto dell'u-

tile complessivo le variazioni di valore della passività netta (cd. rivalutazioni) derivanti da utili (perdite) attuariali, conseguenti a variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o a rettifiche basate sull'esperienza passata, e dal rendimento delle attività al servizio del piano differente dalla componente inclusa nel net interest. Le rivalutazioni della passività netta per benefici definiti, rilevate nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, non sono successivamente riclassificate a conto economico.

Le obbligazioni relative a benefici a lungo termine sono determinate adottando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalle rivalutazioni sono rilevati interamente a conto economico.

PAGAMENTI BASATI SU AZIONI

Il costo lavoro include, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assume, il costo del piano di incentivazione con pagamento basato su azioni. Il costo dell'incentivazione è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni che saranno effettivamente assegnate; la quota di competenza dell'esercizio è determinata pro-rata temporis lungo il vesting period, ossia il periodo intercorrente tra la data dell'attribuzione (cd. grant date) e la data di assegnazione. Il fair value delle azioni sottostanti il piano di incentivazione è determinato alla grant date tenendo conto delle previsioni in merito al raggiungimento dei parametri di performance associati a condizioni di mercato (ad es. Total Shareholder Return) e non è oggetto di rettifica negli esercizi successivi; quando l'ottenimento del beneficio è connesso anche a condizioni diverse da quelle di mercato, la stima relativa a tali condizioni è riflessa adeguando, lungo il vesting period, il numero di azioni che si prevede saranno effettivamente assegnate. Al termine del vesting period, nel caso in cui il piano non assegni azioni ai partecipanti per il mancato raggiungimento delle condizioni di performance, la quota del costo afferente alle condizioni di mercato non è oggetto di reversal a conto economico.

Stime contabili e giudizi significativi: benefici per i dipendenti e pagamenti basati su azioni

I piani a benefici definiti sono valutati sulla base di eventi incerti e di ipotesi attuariali che comprendono, tra le altre, i tassi di sconto, il livello delle retribuzioni future, i tassi di mortalità, l'età di pensionamento e gli andamenti futuri delle spese sanitarie coperte.

Le principali assunzioni utilizzate per la quantificazione di tali benefici sono determinate come segue: (i) i tassi di sconto e di inflazione si basano sui tassi che maturano su titoli obbligazionari corporate di elevata qualità (ovvero, in assenza di un "deep market" di tali titoli, sui rendimenti dei titoli di Stato) e sulle aspettative inflazionistiche dell'area valutaria di riferimento; (ii) il livello delle retribuzioni future è determinato sulla base di

elementi quali le aspettative inflazionistiche, la produttività, gli avanzamenti di carriera e di anzianità; (iii) il costo futuro delle prestazioni sanitarie è determinato sulla base di elementi quali l'andamento presente e passato dei costi delle prestazioni sanitarie, comprese assunzioni sulla crescita inflativa di tali costi, le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto e il livello delle contribuzioni operate ai fondi sanitari; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la migliore stima dell'andamento di variabili, quali ad esempio la mortalità, il turnover e l'invalidità relative alla popolazione degli aventi diritto.

Normalmente si verificano differenze nel valore della passività (attività) netta dei piani per benefici ai dipendenti derivanti dalle cd. rivalutazioni rappresentate, tra l'altro, dalle modifiche delle ipotesi attuariali utilizzate, dalla differenza tra le ipotesi attuariali precedentemente adottate e quelle che si sono effettivamente realizzate e dal differente rendimento delle attività al servizio del piano rispetto a quello considerato nel net interest. Analogamente a quanto riscontrabile nella determinazione del fair value degli strumenti finanziari, l'utilizzo di tecniche di valutazione complesse e l'identificazione tramite l'esercizio di giudizi articolati e/o soggettivi delle ipotesi da adottare nella valutazione, caratterizza inoltre la stima del valore di mercato delle azioni sottostanti i piani di incentivazione.

STRUMENTI DI EQUITY

AZIONI PROPRIE

Le azioni proprie, ivi incluse quelle detenute al servizio di piani di incentivazione azionaria, sono rilevate al costo e iscritte a riduzione del patrimonio netto. Gli effetti economici derivanti dalle eventuali vendite successive sono rilevati nel patrimonio netto.

OBBLIGAZIONI IBRIDE

Le obbligazioni subordinate ibride perpetue sono classificate in bilancio come strumenti di equity, tenuto conto della circostanza che la società emittente ha il diritto incondizionato di differire, fino alla data della propria liquidazione, il rimborso del capitale e il pagamento delle cedole²⁹. Pertanto, il valore ricevuto dai sottoscrittori di tali strumenti, al netto dei relativi costi di emissione, è rilevato ad incremento del patrimonio netto di Gruppo; di converso, i rimborsi del capitale e i pagamenti delle cedole dovute (al momento in cui sorge la relativa obbligazione contrattuale) sono rilevati a decremento del patrimonio netto di Gruppo.

RICAVI DA CONTRATTI CON LA CLIENTELA

La rilevazione dei ricavi da contratti con la clientela è basata sui seguenti cinque step: (i) identificazione del contratto con

il cliente; (ii) identificazione delle performance obligation, rappresentate dalle promesse contrattuali a trasferire beni e/o servizi a un cliente; (iii) determinazione del prezzo della transazione; (iv) allocazione del prezzo della transazione alle performance obligation identificate sulla base del prezzo di vendita stand alone di ciascun bene o servizio; (v) rilevazione del ricavo quando la relativa performance obligation risulta soddisfatta, ossia all'atto del trasferimento al cliente del bene o servizio promesso; il trasferimento si considera completato quando il cliente ottiene il controllo del bene o del servizio, che può avvenire nel continuo (over time) o in uno specifico momento temporale (at a point in time). Con riferimento ai prodotti venduti più rilevanti per Eni, il momento del riconoscimento dei ricavi coincide generalmente:

- per i greggi, con la spedizione;
- per il gas naturale e l'energia elettrica, con la consegna al cliente;
- per i prodotti petroliferi venduti sul mercato rete, con la consegna alle stazioni di servizio; per le altre vendite di prodotti petroliferi, con la spedizione;
- per i prodotti chimici e per gli altri prodotti venduti, con la spedizione.

I ricavi derivanti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori sono iscritti sulla base delle quantità effettivamente vendute (sales method); i costi sono rilevati coerentemente alle quantità vendute.

I ricavi sono rilevati per l'ammontare pari al fair value del corrispettivo a cui l'impresa ritiene di aver diritto in cambio dei beni e/o servizi promessi al cliente, con esclusione degli importi incassati per conto di terzi. Nel determinare il prezzo della transazione, l'ammontare del corrispettivo è rettificato per tener conto dell'effetto finanziario del tempo, nel caso in cui il timing dei pagamenti concordato tra le parti attribuisce ad una di esse un significativo beneficio finanziario. Il corrispettivo non è oggetto di rettifica per tener conto dell'effetto finanziario del tempo se all'inizio del contratto si stima che la dilazione di pagamento sia pari o inferiore ad un anno.

In presenza di un corrispettivo variabile, l'impresa stima l'ammontare del corrispettivo a cui avrà diritto in cambio del trasferimento dei beni e/o servizi promessi al cliente; in particolare, l'ammontare del corrispettivo può variare in presenza di sconti, rimborsi, incentivi, concessioni sul prezzo, bonus di performance, penalità o qualora il prezzo stesso dipenda dal verificarsi o meno di taluni eventi futuri.

Se un contratto assegna al cliente un'opzione ad acquistare beni o servizi aggiuntivi, gratuitamente o a prezzi scontati (ad es. incentivi di vendita, punti premio del cliente, ecc.), tale opzione rappresenta una performance obligation distinta del contratto solo se l'opzione attribuisce al cliente un diritto

(29) Il pagamento delle cedole non è differibile in presenza di eventi sotto il controllo della società emittente, quali, ad esempio, una distribuzione di dividendi agli azionisti.

significativo che non potrebbe vantare se non avesse sottoscritto il contratto.

Le permutate tra beni o servizi di natura e valore simile, in quanto non rappresentative di operazioni di vendita, non determinano la rilevazione di ricavi.

Stime contabili e giudizi significativi: ricavi da contratti con la clientela

I ricavi per la vendita di energia elettrica e gas a clientela retail comprendono lo stanziamento per le forniture intervenute tra la data dell'ultima lettura (effettiva o stimata) dei consumi fatturata e il termine dell'esercizio. Tali stanziamenti tengono conto principalmente delle informazioni ricevute dai trasportatori e dai distributori in riferimento sia alle quantità allocate tra i vari utenti delle reti secondarie sia ai consumi effettivi e stimati della clientela. Lo stanziamento dei ricavi è pertanto l'esito di una stima complessa basata sui volumi distribuiti ed allocati, comunicati da terzi, suscettibili di essere conguagliati, così come prevede la normativa di riferimento, fino al quinto anno successivo. In funzione delle obbligazioni assunte in merito ai punti di consegna delle forniture, i ricavi per la vendita dell'energia elettrica e del gas a clientela retail includono i costi relativi al servizio di trasporto e dispacciamento e sono rilevati in misura pari all'ammontare lordo del corrispettivo a cui si reputa di aver diritto.

COSTI

I costi sono iscritti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.

I costi relativi alle quote di emissione connessi al rispetto delle normative di riferimento (ad es. Emission Trading Scheme), determinati sulla base dei prezzi di mercato, sono rilevati limitatamente alle quote di emissione di anidride carbonica eccedenti le assegnazioni gratuite. I costi relativi all'acquisto di diritti di emissione in eccesso rispetto alla quantità necessaria a soddisfare gli obblighi normativi, sono capitalizzati e rilevati tra le attività immateriali. I proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione. I costi sostenuti, in via volontaria, per l'acquisto o la produzione dei certificati forestali, anche considerando l'attuale assenza di mercati attivi di riferimento, sono imputati a conto economico all'atto del loro sostenimento.

I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, sostenuti per altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico che non soddisfano le condizioni per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale (v. anche punto "Attività immateriali") sono considerati costi correnti e rilevati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

DIFFERENZE CAMBIO

I ricavi e i costi relativi a operazioni in valuta diversa da quella funzionale sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta.

Le attività e passività monetarie in valuta diversa da quella funzionale sono convertite nella valuta funzionale applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento, con imputazione dell'effetto a conto economico nella voce "Proventi (oneri) finanziari" o, se qualificate come strumenti di copertura dal rischio di cambio, nella voce che accoglie gli effetti economici prodotti dall'oggetto della copertura. Le attività e passività non monetarie espresse in valuta diversa da quella funzionale, valutate al costo, sono iscritte al cambio di rilevazione iniziale; quando la valutazione è effettuata al fair value ovvero al valore recuperabile o di realizzo, è adottato il cambio corrente alla data di determinazione di tale valore.

DIVIDENDI

I dividendi sono rilevati quando è stabilito il diritto incondizionato a ricevere il pagamento.

I dividendi e gli acconti sui dividendi pagabili a terzi sono rappresentati come movimenti di patrimonio netto alla data in cui sono approvati, rispettivamente, dall'Assemblea degli Azionisti e dal Consiglio di Amministrazione.

IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile. I debiti e i crediti per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle autorità fiscali applicando le aliquote e le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio.

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti fiscalmente sulla base delle aliquote e della normativa applicabili negli esercizi in cui la differenza temporanea si annullerà, approvate o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento del bilancio. Le attività per imposte anticipate sono rilevate quando il loro recupero è considerato probabile, ossia quando si prevede la disponibilità di un reddito imponibile, nell'esercizio in cui si annullerà la differenza temporanea, tale da consentire di attivare la deduzione fiscale. Analogamente, nei limiti della loro recuperabilità, sono rilevati i crediti di imposta non utilizzati e le imposte anticipate sulle perdite fiscali. La recuperabilità delle attività per imposte anticipate è verificata con periodicità, almeno, annuale.

In presenza di incertezze nell'applicazione della normativa fiscale, l'impresa: (i) nei casi in cui ritenga probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, determina

le imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio in funzione del trattamento fiscale applicato o che prevede di applicare in sede di dichiarazione dei redditi; (ii) nei casi in cui ritenga non probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, riflette tale incertezza nella determinazione delle imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio.

In relazione alle differenze temporanee imponibili associate a partecipazioni in società controllate e collegate, nonché a interessenze in accordi a controllo congiunto, la relativa fiscalità differita passiva non viene rilevata nel caso in cui il partecipante sia in grado di controllare il rigiro delle differenze temporanee e sia probabile che esso non si verifichi nel futuro prevedibile.

Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate a livello di singola impresa se riferite a imposte compensabili.

Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attività per imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Passività per imposte differite". Quando i risultati delle operazioni sono rilevati nel prospetto dell'utile complessivo o direttamente a patrimonio netto, le relative imposte correnti, anticipate e differite, sono anch'esse rilevate nel prospetto dell'utile complessivo o direttamente a patrimonio netto.

Stime contabili e giudizi significativi: imposte sul reddito

La corretta determinazione delle imposte sul reddito nei diversi ordinamenti in cui Eni opera richiede l'interpretazione delle normative fiscali applicabili in ciascuna giurisdizione. Sebbene Eni intenda mantenere con le autorità fiscali dei Paesi in cui si svolge l'attività d'impresa rapporti improntati alla trasparenza, al dialogo e alla collaborazione (ad es. rifiutando di attuare pianificazioni fiscali aggressive e utilizzando, ove presenti, gli istituti previsti dai vari ordinamenti per mitigare il rischio di contenzioso fiscale), non si può escludere, con certezza, l'insorgenza di contestazioni con le autorità fiscali a seguito di interpretazioni non univoche delle normative fiscali. La composizione di una controversia fiscale, mediante un processo di negoziazione con le autorità fiscali o a seguito della definizione di un contenzioso, può richiedere diversi anni.

La stima dell'ammontare delle passività relative a trattamenti fiscali incerti è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale. Successivamente alla rilevazione iniziale, tali passività sono periodicamente aggiornate per riflettere le variazioni delle stime effettuate, a seguito di modifiche di fatti e circostanze rilevanti.

La necessità di operare valutazioni complesse ed esercitare un giudizio manageriale riguarda, in particolar modo, le attività connesse con la verifica della recuperabilità delle imposte anticipate, afferenti a differenze temporanee deducibili e perdite fiscali, che richiede di operare stime e valutazioni in

merito all'ammontare di redditi imponibili futuri e al relativo timing di realizzazione.

ATTIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA E DISCONTINUED OPERATION

Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione sono classificate come destinate alla vendita se il relativo valore di iscrizione sarà recuperato principalmente attraverso la vendita anziché attraverso l'uso continuativo. Questa condizione si considera rispettata quando la vendita è altamente probabile e l'attività o il gruppo in dismissione è disponibile per una vendita immediata nelle sue attuali condizioni. In presenza di un programma di vendita di una controllata che comporta la perdita del controllo, tutte le attività e passività di tale partecipata sono classificate come destinate alla vendita, a prescindere dal fatto che, dopo la cessione, si mantenga o meno una quota di partecipazione non di controllo.

Le attività non correnti destinate alla vendita, le attività correnti e non correnti afferenti a gruppi in dismissione e le passività direttamente associabili sono rilevate nello stato patrimoniale separatamente dalle altre attività e passività dell'impresa.

Immediatamente prima della classificazione come destinate alla vendita, le attività non correnti e/o le attività e le passività rientranti in un gruppo in dismissione sono valutate secondo i principi contabili ad esse applicabili. Successivamente, le attività non correnti destinate alla vendita non sono oggetto di ammortamento e sono valutate al minore tra il valore di iscrizione e il relativo fair value, al netto dei costi di vendita.

La classificazione di una partecipazione valutata secondo il metodo del patrimonio netto, o di una quota di tale partecipazione, come attività destinata alla vendita, implica la sospensione dell'applicazione di tale criterio di valutazione all'intera partecipazione o alla sola quota classificata come attività destinata alla vendita; pertanto, in queste fattispecie, la valutazione avviene al minore tra il valore di iscrizione, rappresentato dal valore derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto alla data della riclassifica, e il fair value al netto dei costi di vendita. Le eventuali quote di partecipazione non classificate come attività destinate alla vendita continuano ad essere valutate secondo il metodo del patrimonio netto fino alla conclusione del programma di vendita. L'eventuale differenza tra il valore di iscrizione delle attività non correnti e il fair value al netto dei costi di vendita è imputata a conto economico come svalutazione; le eventuali successive riprese di valore sono rilevate sino a concorrenza delle svalutazioni rilevate in precedenza, ivi incluse quelle riconosciute anteriormente alla qualificazione dell'attività come destinata alla vendita.

Le attività non correnti classificate come destinate alla vendita e i gruppi in dismissione costituiscono una discontinued operation se, alternativamente: (i) rappresentano un ramo autonomo di attività significativo o un'area geografica di attività significativa; (ii) fanno parte di un programma di dismissione di un

significativo ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività significativa; o (iii) sono una controllata acquisita esclusivamente al fine della sua vendita. I risultati delle discontinued operation, nonché l'eventuale plusvalenza/minusvalenza realizzata a seguito della dismissione, sono indicati distintamente nel conto economico in un'apposita voce, al netto dei relativi effetti fiscali; i valori economici delle discontinued operation sono indicati anche per gli esercizi posti a confronto.

Quando si verificano eventi che non consentono più di classificare le attività non correnti o i gruppi in dismissione come destinati alla vendita, gli stessi sono riclassificati nelle rispettive voci di stato patrimoniale e rilevati al minore tra: (i) il valore di iscrizione alla data di classificazione come destinati alla vendita, rettificato degli ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore che sarebbero stati rilevati qualora le attività o il gruppo in dismissione non fossero stati qualificati come destinati alla vendita; e (ii) il valore recuperabile alla data della riclassifica-

rando il rischio di credito della controparte di un'attività finanziaria (cd. Credit Valuation Adjustment o CVA) e il rischio di inadempimento di una passività finanziaria da parte dell'entità stessa (cd. Debit Valuation Adjustment o DVA).

In assenza di quotazioni di mercato disponibili, il fair value è determinato utilizzando tecniche di valutazione, adeguate alle circostanze, che massimizzino l'uso di input osservabili rilevanti, riducendo al minimo l'utilizzo di input non osservabili.

Stime contabili e giudizi significativi: fair value

La determinazione del fair value, ancorché basata sulle migliori informazioni disponibili e sull'adozione di adeguate metodologie e tecniche di valutazione, risulta intrinsecamente caratterizzata da elementi di aleatorietà e dall'esercizio di un giudizio professionale e potrebbe determinare previsioni di valori differenti rispetto a quelli che si andranno effettivamente a realizzare.

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 conside-

2 SCHEMI DI BILANCIO

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura. Le attività e le passività sono classificate come correnti se: (i) la loro realizzazione/estinzione è prevista nel normale ciclo operativo aziendale o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; (ii) sono costituite da disponibilità liquide o disponibilità liquide equivalenti che non presentano vincoli tali da limitarne l'utilizzo nei dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; o (iii) sono detenute principalmente con finalità di trading. Gli strumenti derivati posti in essere con finalità di trading sono classificati tra le componenti correnti, indipendentemente dalla maturity date. Gli strumenti derivati non di copertura, posti in essere con finalità di mitigazione di rischi ma privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting, e gli strumenti derivati di copertura sono classificati come correnti quando la loro realizzazione è prevista entro i dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; 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.

3 MODIFICHE DEI CRITERI CONTABILI

Le modifiche ai principi contabili internazionali entrate in vigore dal 1° gennaio 2020 non hanno prodotto effetti significa-

tivi. Al riguardo si segnala che l'applicazione delle modifiche all'IFRS 16 "Concessioni sui canoni connesse alla COVID-19", in vigore per l'esercizio 2020, ha riguardato fattispecie non rilevanti.

4 PRINCIPI CONTABILI DI RECENTE EMANAZIONE

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALLO IASB E OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

Con il Regolamento n. 2021/25 emesso dalla Commissione Europea in data 13 gennaio 2021 sono state omologate le modifiche all'IFRS 9, allo IAS 39, all'IFRS 7, all'IFRS 4 e all'IFRS 16 "Riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse - fase 2" (di seguito le modifiche), volte ad introdurre degli espedienti pratici e delle esenzioni temporanee dall'applicazione di talune disposizioni IFRS in presenza di strumenti finanziari valutati al costo ammortizzato e/o di relazioni di copertura oggetto di modifica a seguito della riforma dei tassi di interesse benchmark. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2021.

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALLO IASB E NON ANCORA OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

In data 18 maggio 2017, lo IASB ha emesso l'IFRS 17 "Insurance Contracts" (di seguito IFRS 17), che definisce l'accounting dei contratti assicurativi emessi e dei contratti di riassicurazione posseduti. In data 25 giugno 2020, lo IASB ha emesso le modifiche all'IFRS 17 "Amendments to IFRS 17" e all'IFRS 4 "Extension of Temporary Exemption from Applying IFRS 9", relative alle attività assicurative, prevedendo, tra l'altro, il differimento di due anni dell'entrata in vigore dell'IFRS 17. Pertanto, le disposizioni dell'IFRS 17, che superano quelle attualmente previste dall'IFRS 4 "Contratti assicurativi", sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023.

In data 23 gennaio 2020, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 1 "Classification of Liabilities as Current or Non-current" (di seguito le modifiche), volte a fornire dei chiarimenti in materia di classificazione delle passività come correnti o non correnti che, per effetto del differimento definito con le modifiche apportate in data 15 luglio 2020 ("Classification of Liabilities as Current or Non-current - Deferral of Effective Date") entreranno in vigore il, o dopo il, 1° gennaio 2023.

In data 14 maggio 2020, lo IASB ha emesso:

- le modifiche allo IAS 37 "Onerous Contracts - Cost of Fulfilling a Contract" (di seguito le modifiche), volte a fornire chiarimenti in merito alle modalità di determinazione dell'onerosità di un contratto. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2022;
- le modifiche allo IAS 16 "Property, Plant and Equipment: Proceeds before Intended Use" (di seguito le modifiche), volte a definire che i ricavi derivanti dalla vendita di beni prodotti da un asset prima che lo stesso sia pronto per l'uso previsto siano imputati a conto economico unitamente ai relativi costi di produzione. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2022;
- le modifiche all'IFRS 3 "Reference to the Conceptual Framework" (di seguito le modifiche), per: (i) completare l'aggiornamento dei riferimenti al Conceptual Framework for Financial Reporting presenti nel principio contabile; (ii) fornire chiarimenti in merito ai presupposti per la rilevazione, all'acquisition date, di fondi, passività potenziali e passività per tributi (cd. levy) assunti nell'ambito di un'operazione di business combination; (iii) esplicitare il fatto che le attività potenziali non possono essere rilevate nell'ambito di una business combination. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2022;
- il documento "Annual Improvements to IFRS Standards 2018-2020", contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali. Le modifiche ai principi contabili sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2022.

In data 12 febbraio 2021, lo IASB ha emesso:

- le modifiche allo IAS 1 e all'IFRS Practice Statement 2 "Disclosure of Accounting Policies" (di seguito le modifiche), volte a fornire chiarimenti nell'individuazione delle accounting policy rilevanti da descrivere in bilancio. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023;
- le modifiche allo IAS 8 "Definition of Accounting Estimates" (di seguito le modifiche) che introducono la definizione di stime contabili essenzialmente al fine di agevolare la distinzione tra cambiamenti di stime contabili e cambiamenti di principi contabili. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023.

Allo stato Eni sta analizzando i principi contabili sopra indicati e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

5 DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €9.413 milioni (€5.994 milioni al 31 dicembre 2019) comprendono attività finanziarie esigibili all'origine generalmente entro 3 mesi per €6.913 milioni (€3.984 milioni al 31 dicembre 2019) riguardanti essenzialmente depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore.

Le expected credit loss su depositi presso banche e istituti finanziari valutati al costo ammortizzato non sono significative. Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in euro e in dollari USA e rappresenta-

no l'impiego sul mercato della liquidità posseduta a vista per le esigenze finanziarie del Gruppo.

L'ammontare di restricted cash è di circa €198 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2019) in relazione a misure di pignoramento da parte di terzi.

La scadenza media dei depositi in euro di €5.948 milioni è di 50 giorni e il tasso di interesse effettivo è negativo dello 0,4%; la scadenza media dei depositi in dollari USA di €944 milioni è di 8 giorni e il tasso di interesse effettivo è il 0,25%.

6 ATTIVITÀ FINANZIARIE DESTINATE AL TRADING

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Titoli emessi da Stati Sovrani	1.223	1.462
Altri titoli	4.279	5.298
	5.502	6.760

Le attività finanziarie destinate al trading costituiscono una riserva di liquidità strategica avente l'obiettivo di assicurare al Gruppo la necessaria flessibilità finanziaria in particolari situazioni di mercato, per far fronte a fabbisogni imprevisti e per garantire adeguata elasticità ai programmi di sviluppo. L'attività di gestione di tale liquidità punta all'ottimizzazione del rendimen-

to, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, con il vincolo di tutela del capitale e disponibilità immediata dei fondi.

Le attività finanziarie destinate al trading comprendono operazioni di prestito titoli per €1.361 milioni (€1.347 milioni al 31 dicembre 2019).

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Euro	3.731	4.272
Dollaro USA	1.688	2.279
Altre valute	83	209
	5.502	6.760

Di seguito l'analisi per emittente e la relativa classe di merito creditizio:

	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani				
Tasso fisso				
Italia	499	506	Baa3	BBB
Cile	187	192	A1	A+
Altri(*)	168	172	da Aaa a Baa1	da AAA a A-
	854	870		
Tasso variabile				
Italia	253	255	Baa3	BBB
Germania	56	55	Aaa	AAA
Altri	43	43	da Aaa a Baa3	da AA+ a BBB
	352	353		
Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani	1.206	1.223		
Altri titoli				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	974	992	da Aa2 a Baa3	da AA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	893	910	da Aa1 a Baa3	da AA+ a BBB-
Altri titoli	54	55	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
	1.921	1.957		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	791	787	da Aa1 a Baa3	da AA+ a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.298	1.301	da Aa1 a Baa3	da AA+ a BBB-
Altri titoli	234	234	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
	2.323	2.322		
Totale Altri titoli	4.244	4.279		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	5.450	5.502		

(*) Di importo unitario inferiore a €50 milioni.

La gerarchia del fair value è di livello 1 per €5.248 milioni e di livello 2 per €254 milioni. Nel corso dell'esercizio 2020 non vi

sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

7 CREDITI COMMERCIALI E ALTRI CREDITI

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Crediti commerciali	7.087	8.519
Crediti per attività di disinvestimento	21	30
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	2.293	2.637
Crediti verso altri	1.525	1.687
	10.926	12.873

I crediti commerciali sono generalmente infruttiferi e prevedono termini di pagamento entro 180 giorni.

Il decremento dei crediti commerciali di €1.432 milioni è dovuto principalmente alla riduzione dei prezzi degli idrocarburi. Al 31 dicembre 2020 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti essenzialmente commer-

ciali con scadenza 2021 per €1.377 milioni (€1.782 milioni nell'esercizio 2019 con scadenza 2020). Le cessioni 2020 hanno riguardato crediti relativi al settore Refining & Marketing e Chimica per €730 milioni, al settore Eni gas e luce, Power & Renewables per €324 milioni e al settore Global Gas & LNG Portfolio per €323 milioni.

L'esposizione maggiore dei crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione riguarda la Nigeria per €1.015 milioni (€1.052 milioni al 31 dicembre 2019) ed è relativa al recupero della quota dei costi d'investimento di competenza dei joint operator in progetti petroliferi operati da Eni. L'esposizione verso la società di Stato NNPC di €605 milioni (€764 milioni al 31 dicembre 2019) per circa il 50% è oggetto di un piano di rientro "Repayment Agreement", che prevede l'attribuzione a Eni della quota di produzione di spettanza della società di Stato in iniziative di sviluppo "rig-less" a ridotto rischio minerario, con previsione di azzeramento della quota oggetto dell'accordo in due/tre anni allo scenario Brent Eni. Il credito residuo a fine esercizio è esposto in bilancio al netto dell'attualizzazione pari all'8%, calcolata in base al rischio dell'iniziativa mineraria sottostante. La recuperabilità dell'esposizione per attività d'investimento corrente, interamente scaduta, è stata valutata in maniera più conservativa rispetto a quella assunta nel bilancio 2019 per incorporare gli effetti della crisi del COVID-19 nella capacità di rimborso del partner. L'esposizione verso una società petrolifera nigeriana ammonta a €134 milioni (€113 milioni al 31 dicembre 2019) ed è esposta al netto di un fondo svalutazione stimato in base alla loss given default "LGD" definita da Eni per le international oil companies in stato di default. I crediti verso altri comprendono: i) per €376 milioni (€373 milioni al 31 dicembre 2019) il valore recuperabile di credi-

ti scaduti nei confronti della società di Stato del Venezuela PDVSA per le forniture di gas prodotto dalla joint venture Cardón IV, partecipata pariteticamente da Eni e Repsol, ceduti dalla venture ai soci. I crediti sono esposti al netto di un fondo svalutazione stimato sulla base delle percentuali di perdita sofferte dai creditori in occasione di default sovrani, tenuto conto delle specificità del settore Oil & Gas, applicato anche per la valutazione della recuperabilità del valore di carico della partecipazione e del long-term interest nell'iniziativa, descritti alla nota n. 16 - Altre attività finanziarie. Ai fini della valutazione di recuperabilità, i rischi legati alla difficile situazione finanziaria del Paese e del relativo contesto operativo sono stati stimati assumendo la dilazione dei tempi d'incasso dei fatturati e dello scaduto che hanno determinato un tasso di circa il 53% di expected credit loss. Nell'esercizio le percentuali di incasso del fatturato gas dalla joint venture sono risultate in linea con le assunzioni di stima; (ii) per €325 milioni (€104 milioni al 31 dicembre 2019) gli importi da ricevere da clienti a seguito dell'attivazione della clausola take-or-pay dei contratti di somministrazione long-term di gas naturale.

I crediti commerciali e altri crediti sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €5.553 milioni e €4.304 milioni.

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti sono state elaborate sulla base di rating interni come segue:

(€ milioni)	Crediti in bonis			Crediti in default	Clienti Eni gas e luce	Totale
	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto			
31.12.2020						
Clienti business	1.398	2.746	432	1.351		5.927
National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni	841	620	7	2.653		4.121
Altre controparti	1.243	450	28	141	2.173	4.035
Valore lordo	3.482	3.816	467	4.145	2.173	14.083
Fondo svalutazione	(32)	(21)	(29)	(2.429)	(646)	(3.157)
Valore netto	3.450	3.795	438	1.716	1.527	10.926
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	0,9	0,6	6,2	58,6	29,7	22,4
31.12.2019						
Clienti business	1.922	2.882	840	1.396		7.040
National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni	1.201	472	244	2.710		4.627
Altre controparti	1.646	103	381	217	2.105	4.452
Valore lordo	4.769	3.457	1.465	4.323	2.105	16.119
Fondo svalutazione	(13)	(4)	(16)	(2.547)	(666)	(3.246)
Valore netto	4.756	3.453	1.449	1.776	1.439	12.873
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	0,3	0,1	1,1	58,9	31,6	20,1

Maggiori informazioni sulla classificazione delle esposizioni creditizie sono indicate nella nota n. 1 - Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi.

Le valutazioni di recuperabilità dei crediti commerciali per la fornitura di idrocarburi, prodotti e power alla clientela retail, business e national oil companies e per chiamate fondi nei confronti dei joint operator della Exploration & Production (national oil companies, operatori locali privati o international oil companies) sono state riviste per incorporare gli effetti della crisi economica e finanziaria derivante dall'impatto della pandemia COVID-19 sulla solvibilità futura delle controparti stimando sia una maggiore dilazione nei tempi di recupero degli scaduti rispetto alla situazione precedente, generalmente un anno, sia un incremento delle probabilità di

default. Tali assunzioni sono state basate sull'esperienza, su valutazioni indipendenti del probabile incremento del rischio default delle controparti commerciali nei prossimi dodici mesi a fronte dell'evoluzione attesa dello scenario macroeconomico, nonché di previsioni aggiornate sulle probabilità di accadimento di rischi operativi negli stati di presenza del settore Exploration & Production incorporate nella stima dei country risk premium. Per quanto riguarda i clienti del business di Eni gas e luce le valutazioni di recuperabilità incorporano i dati più recenti relativi alle performance di incasso dei crediti e all'anzianità dello scaduto.

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative alla clientela di Eni gas e luce sono state stimate sulla base di una provision matrix come segue:

		Scaduti				
(€ milioni)	Non scaduti	da 0 a 3 mesi	da 3 a 6 mesi	da 6 a 12 mesi	oltre 12 mesi	Totale
31.12.2020						
Clienti Eni gas e luce:						
- Retail	1.155	105	50	102	366	1.778
- Middle	75	16	3	8	232	334
- Altri	61					61
Valore lordo	1.291	121	53	110	598	2.173
Fondo svalutazione	(46)	(23)	(22)	(57)	(498)	(646)
Valore netto	1.245	98	31	53	100	1.527
Expected loss (%)	3,6	19,0	41,5	51,8	83,3	29,7
31.12.2019						
Clienti Eni gas e luce:						
- Retail	991	105	60	86	376	1.618
- Middle	93	29	4	14	263	403
- Altri	76	3	1	2	2	84
Valore lordo	1.160	137	65	102	641	2.105
Fondo svalutazione	(16)	(27)	(26)	(49)	(548)	(666)
Valore netto	1.144	110	39	53	93	1.439
Expected loss (%)	1,4	19,7	40,0	48,0	85,5	31,6

Il fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti è stato stanziato tenendo conto di fattori di mitigazione del

rischio controparte di €1.016 milioni (€2.914 milioni al 31 dicembre 2019):

(€ milioni)	2020	2019
Fondo svalutazione iniziale	3.246	3.150
Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in bonis	112	95
Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in default	231	525
Utilizzi su crediti commerciali e altri crediti in bonis	(82)	(119)
Utilizzi su crediti commerciali e altri crediti in default	(275)	(484)
Altre variazioni	(75)	79
Fondo svalutazione finale	3.157	3.246

Gli accantonamenti a fronte di perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti in bonis sono riferiti alla linea di business Eni gas e luce per €84 milioni (€65 milioni nel 2019) e riguardano principalmente la clientela retail; l'incremento rispetto al 2019 è dovuto agli effetti della crisi economica sulla solvibilità delle aziende medio-piccole.

Gli accantonamenti a fronte di perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti in default sono riferiti: i) al settore Exploration & Production per €118 milioni (€339 milioni nel 2019) e riguardano principalmente le forniture di idrocarburi equity a società di Stato e i crediti per chiamate fondi nei confronti dei joint operator, società di Stato o società private locali in progetti petroliferi operati da Eni; ii) alla linea

di business Eni gas e luce per €97 milioni (€87 milioni nel 2019) e riguardano principalmente la clientela retail.

Gli utilizzi del fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti in bonis e in default per complessivi €357 milioni (€603 milioni nel 2019) sono riferiti alla linea di business Eni gas e luce per €200 milioni (€343 milioni nel 2019) e riguardano utilizzi a fronte oneri per €178 milioni (€319 milioni nel 2019) riferiti principalmente alla clientela retail. Gli utilizzi nel settore Exploration & Production di €101 milioni (€177 milioni nel 2019) riguardano per €73 milioni l'utilizzo in contropartita alla derecognition di crediti verso PDVSA per effetto di rimborsi in-kind.

Le riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	2020	2019	2018
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti:			
Accantonamenti al fondo svalutazione	(343)	(620)	(498)
Perdite nette su crediti	(36)	(45)	(37)
Utilizzi per esubero	153	233	120
	(226)	(432)	(415)

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

8 RIMANENZE E RIMANENZE IMMOBILIZZATE – SCORTE D'OBLIGO

Le rimanenze correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Materie prime, sussidiarie e di consumo	706	950
Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture	1.580	1.477
Prodotti finiti e merci	1.603	2.284
Altre	4	23
Totale rimanenze correnti	3.893	4.734

Le rimanenze di materie prime sussidiarie e di consumo riguardano le cariche petrolifere, i catalizzatori e altri materiali di consumo nelle attività di raffinazione e chimica.

I materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture sono riferiti al settore Exploration & Production per €1.463 milioni (€1.359 milioni al 31 dicembre 2019). I prodotti finiti e merci riguardano le scorte di gas naturale e prodotti petroliferi per €874 milioni (€1.467 milioni al 31 dicembre 2019) e prodotti chimici per €443 milioni (€547 milioni al 31 dicembre 2019).

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €348 milioni (€377 milioni al 31 dicembre 2019).

Le rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo di €995 milioni (€1.371 milioni al 31 dicembre 2019) sono possedute da società italiane per €977 milioni (€1.353 milioni al 31 dicembre 2019) e riguardano le quantità minime di greggio e prodotti petroliferi che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

Il decremento delle rimanenze e delle rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo è dovuto essenzialmente all'allineamento delle scorte al valore netto di realizzo a fine esercizio che è stato penalizzato dall'effetto della discesa dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi.

9 ATTIVITÀ E PASSIVITÀ PER IMPOSTE SUL REDDITO

(€ milioni)	31.12.2020				31.12.2019			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Imposte sul reddito	184	153	243	360	192	173	456	454

Le imposte sul reddito sono analizzate alla nota n. 32 - Imposte sul reddito.

Le passività per imposte sul reddito non correnti includono gli oneri di probabile sostenimento per contenziosi e conte-

stazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore relativi alle consociate estere del settore Exploration & Production per €254 milioni (€362 milioni al 31 dicembre 2019).

10 ALTRE ATTIVITÀ E PASSIVITÀ

(€ milioni)	31.12.2020				31.12.2019			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	1.548	152	1.609	162	2.573	54	2.704	50
Passività da contratti con la clientela			1.298	394			1.669	456
Attività e passività relative ad altre imposte	450	181	1.124	26	766	223	1.411	63
Altre	688	920	841	1.295	633	594	1.362	1.042
	2.686	1.253	4.872	1.877	3.972	871	7.146	1.611

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 23 - Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

Le attività relative ad altre imposte comprendono crediti Iva per €475 milioni, di cui €315 correnti determinati dal versamento in acconto effettuato nel mese di dicembre (€742 milioni al 31 dicembre 2019, di cui €557 milioni correnti).

Le altre attività comprendono: (i) il costo d'iscrizione del gas prepagato per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura longterm, i cui volumi sottostanti Eni prevede di ritirare entro i prossimi 12 mesi per €53 milioni e oltre i 12 mesi per €651 milioni (€174 milioni al 31 dicembre 2019); l'incremento è motivato dalla riduzione della domanda gas per effetto della pandemia COVID-19 e da opportunità di ottimizzazione del portafoglio che hanno determinato l'attivazione della clausola take-or-pay con previsione di recupero dei volumi sottostanti oltre il prossimo esercizio; (ii) le posizioni di underlifting del settore Exploration & Production di €338 milioni (€323 milioni al 31 dicembre 2019); (iii) crediti non correnti per attività di investimento per €11 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2019).

Le passività da contratti con la clientela comprendono: (i) gli anticipi in valuta locale a valere su future forniture di gas ricevuti dalle società di Stato dell'Egitto per €546 milioni (€1.228 milioni al 31 dicembre 2019) in relazione al finanziamento delle attività di sviluppo delle riserve nell'ambito dei Concession Agreements nel Paese, tra i quali in particolare

l'avanzamento del progetto Zohr. Nel 2020 il decremento è dovuto alla compensazione con le fatture gas per la vendita della produzione equity considerato il sostanziale completamento delle attività d'investimento; (ii) gli anticipi incassati dal cliente Engie SA (ex Suez) a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica relativi alla quota a breve termine per €62 milioni (€64 milioni al 31 dicembre 2019) e alla quota a lungo termine per €393 milioni (€455 milioni al 31 dicembre 2019).

I ricavi rilevati nell'esercizio a fronte di passività da contratti con la clientela in essere al 31 dicembre 2019 sono indicati alla nota n. 28 - Ricavi.

Le passività relative ad altre imposte correnti riguardano accise e imposte di consumo per €516 milioni (€628 milioni al 31 dicembre 2019) e passività per Iva per €212 milioni (€311 milioni al 31 dicembre 2019).

Le altre passività correnti comprendono le passività per posizioni di overlifting del settore Exploration & Production di €559 milioni (€917 milioni al 31 dicembre 2019).

Le altre passività non correnti comprendono: (i) passività per ricavi e proventi anticipati per €323 milioni (€420 milioni al 31 dicembre 2019); (ii) il valore del gas non ritirato dai clienti per effetto dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di lungo termine i cui volumi sottostanti si prevede siano ritirati entro i prossimi 12 mesi per €65 milioni e oltre i 12 mesi per €372 milioni

(€148 milioni al 31 dicembre 2019); (iii) depositi cauzionali per €261 milioni (€265 al 31 dicembre 2019), di cui ricevuti da clienti retail per la fornitura di gas ed energia elettrica per

€228 milioni (€231 milioni al 31 dicembre 2019).

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

11 IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

(€ milioni)	Terreni e fabbricati	Pozzi, impianti e macchinari E&P	Altre attività materiali	Attività esplorativa e di appraisal E&P	Immobilitazioni in corso E&P	Altre immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
2020							
Valore iniziale netto	1.218	46.492	3.632	1.563	7.412	1.875	62.192
Investimenti	12	6	229	265	3.127	768	4.407
Capitalizzazione ammortamenti				4	100		104
Ammortamenti ^(*)	(55)	(5.642)	(508)				(6.205)
Riprese di valore	13	183	342		98	12	648
Svalutazioni	(82)	(1.551)	(972)		(567)	(582)	(3.754)
Radiazioni			(1)	(296)	(7)	(1)	(305)
Differenze di cambio da conversione	(2)	(3.325)	(75)	(119)	(605)	(14)	(4.140)
Rilevazione iniziale e variazione stima		870		(9)	94		955
Trasferimenti	39	2.677	755	(47)	(2.630)	(794)	
Altre variazioni	(15)	(62)	(103)	(20)	96	145	41
Valore finale netto	1.128	39.648	3.299	1.341	7.118	1.409	53.943
Valore finale lordo	4.082	136.468	28.839	1.341	11.169	2.742	184.641
Fondo ammortamento e svalutazione	2.954	96.820	25.540		4.051	1.333	130.698
2019							
Valore iniziale netto	1.274	42.856	3.901	1.267	9.195	1.809	60.302
Investimenti	12	144	223	508	6.170	992	8.049
Capitalizzazione ammortamenti				14	202		216
Ammortamenti ^(*)	(60)	(6.435)	(537)				(7.032)
Riprese di valore	44	65	69		65	139	382
Svalutazioni	(47)	(659)	(500)		(669)	(537)	(2.412)
Radiazioni			(5)	(216)	(49)		(270)
Cessioni	(1)	(3)	(1)	(22)	(80)	(6)	(113)
Differenze di cambio da conversione	2	815	21	24	181	1	1.044
Rilevazione iniziale e variazione stima		2.028		25	21		2.074
Trasferimenti	42	7.568	597	(42)	(7.526)	(639)	
Altre variazioni	(48)	113	(136)	5	(98)	116	(48)
Valore finale netto	1.218	46.492	3.632	1.563	7.412	1.875	62.192
Valore finale lordo	4.067	144.789	28.191	1.563	11.406	2.799	192.815
Fondo ammortamento e svalutazione	2.849	98.297	24.559		3.994	924	130.623

(*) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione.

Gli investimenti comprendono la capitalizzazione di oneri finanziari per €73 milioni (€93 milioni nel 2019) riferiti al settore Exploration & Production per €51 milioni (€71 milioni nel 2019). Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra il 1,3% e il 2,2% (2,6% e 2,8% al 31 dicembre 2019).

Gli investimenti sono riferiti al settore Exploration & Production per €3.444 milioni (€6.889 milioni nel 2019) e comprendono bonus dell'ammontare di €57 milioni riferiti per €55 milioni all'acquisizione di riserve unproved in Algeria.

Gli investimenti sono analizzati per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e non hanno subito variazioni apprezzabili rispetto all'esercizio 2019:

(%)	
Fabbricati	2 - 10
Pozzi e impianti di sfruttamento minerario	UOP
Impianti di raffinazione e petrolchimici	3 - 17
Gasdotti e centrali di compressione	4 - 12
Impianti di produzione di energia elettrica	4 - 5
Altri impianti e macchinari	6 - 12
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. 14 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e diritti di utilizzo beni in leasing.

Le differenze di cambio da conversione sono riferite ad imprese con moneta funzionale dollari USA per €4.068 milioni. La rilevazione iniziale e variazione stima comprende l'incremento dell'asset retirement cost delle attività materiali del settore Exploration & Production per effetto principalmente della riduzione dei tassi di attualizzazione e la stima degli oneri per social project da sostenere a fronte degli impegni assunti e in corso di formalizzazione tra Eni SpA e la regione Basilicata in relazione al programma di sviluppo petrolifero nell'area della concessione Val d'Agri (€439 milioni).

I trasferimenti da immobilizzazioni in corso E&P a immobilizzazioni in esercizio hanno riguardato per €1.690 milioni la messa in servizio di pozzi, impianti e macchinari principalmente in Egitto, Italia, Algeria, Iraq, Stati Uniti, Kazakhstan e Messico.

Nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso dell'esercizio sono state rilevate radiazioni per €296 milioni riguardanti i costi dei pozzi esplorativi in corso e completati in attesa di esito che nell'esercizio sono risultati d'insuccesso, relativi in particolare a iniziative in Libia, Stati Uniti, Angola, Egitto, Oman, Messico e Libano.

L'attività esplorativa e di appraisal è relativa per €1.268 milioni ai costi dei pozzi esplorativi sospesi in attesa d'esito e per €66 milioni ai costi dei pozzi in corso a fine esercizio. Di seguito i movimenti relativi ai pozzi sospesi in attesa d'esito:

(€ milioni)	2020	2019	2018
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a inizio esercizio	1.246	1.101	1.263
Incrementi per i quali è in corso la determinazione delle riserve certe	408	368	235
Ammontari precedentemente capitalizzati e spesi nell'esercizio	(226)	(183)	(61)
Riclassifica a pozzi di successo a seguito della determinazione delle riserve certe	(48)	(46)	(297)
Cessioni		(15)	(6)
Variazione dell'area di consolidamento			(58)
Riclassifica ad attività destinate alla vendita			(24)
Differenze cambio da conversione	(112)	21	49
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a fine esercizio	1.268	1.246	1.101

Di seguito le informazioni relative alla stratificazione dei pozzi sospesi in attesa dell'esito ("ageing"):

	2020		2019		2018	
	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)
Costi capitalizzati e sospesi di perforazione esplorativa						
- fino a 1 anno	157	6,7	185	7,7	111	7,0
- da 1 a 3 anni	250	11,0	171	6,4	87	2,9
- oltre 3 anni	861	19,3	890	26,4	903	24,2
	1.268	37,0	1.246	40,5	1.101	34,1
Costi capitalizzati di pozzi sospesi						
- progetti con pozzi perforati negli ultimi 12 mesi	157	6,7	185	7,7	111	7,0
- progetti per i quali l'attività di delineazione è in corso	631	14,9	556	11,3	217	4,7
- progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento	480	15,4	505	21,5	773	22,4
	1.268	37,0	1.246	40,5	1.101	34,1

I progetti che procedono verso il sanzionamento (€480 milioni) si riferiscono ai costi esplorativi sostenuti per la scoperta Mamba nell'Area 4 offshore del Mozambico (€151 milioni) per la quale i partner della venture stanno completando le attività per la decisione finale di investimento (FID). Gli altri costi sospesi si riferiscono ad altre iniziative in corso nei principali

Paesi di presenza (Nigeria, Congo, Egitto ed Indonesia).

Gli unproved mineral interest, compresi nelle immobilizzazioni in corso del settore Exploration & Production, accolgono il costo attribuito alle riserve unproved a seguito di business combination o il costo sostenuto in occasione dell'acquisto di titoli minerari e si analizzano come segue:

(€ milioni)	Congo	Nigeria	Turkmenistan	USA	Algeria	Egitto	Emirati Arabi Uniti	Totale
2020								
Valore iniziale	253	939	139	162	115	19	535	2.162
Investimenti					55	2		57
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(25)		(134)	(37)				(196)
Riclassifica a Proved Mineral Interest			(2)		(61)	(2)	(25)	(90)
Differenze di cambio da conversione	(25)	(79)	(3)	(11)	(9)	(1)	(42)	(170)
Valore finale	203	860		114	100	18	468	1.763
2019								
Valore iniziale	769	921	77	103	77	29	502	2.478
Investimenti				97	135	1	23	256
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(533)		65	(27)				(495)
Riclassifica a Proved Mineral Interest			(4)	(14)	(99)	(12)		(129)
Differenze di cambio da conversione	17	18	1	3	2	1	10	52
Valore finale	253	939	139	162	115	19	535	2.162

Gli unproved mineral interest comprendono €800 milioni relativi al titolo minerario ("Oil Prospecting Licence") del giacimento offshore del Blocco 245 in Nigeria (OPL 245) corrispondente al prezzo riconosciuto nel 2011 al Governo nigeriano per l'acquisizione del 50% di tale titolo, insieme a un'altra compagnia petrolifera internazionale che contestualmente acquistò il residuo 50%. Considerando i costi di ricerca e presviluppo successivamente capitalizzati, il valore di libro complessivo si ridetermina in €1.085 milioni. Relativamente al Resolution Agreement del 29 aprile 2011 avente a oggetto l'acquisizione della licenza, sono in corso procedimenti giudiziari da parte delle Autorità italiane e nigeriane per asseriti reati di corruzione e riciclaggio di denaro come descritto nella sezione Contenziosi della nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi di questa Relazione Finanziaria Annuale. L'impairment test dell'asset ha confermato la tenuta del valore di libro. Tale verifica si basa sull'assunzione che la licenza esplorativa venga rinnovata o convertita in licenza di sviluppo alla scadenza del titolo attesa nel maggio 2021. Eni ha presentato istanza di rinnovo/conversione della licenza nel rispetto dei termini contrattuali. Considerata l'inerzia delle competenti Autorità nigeriane nei confronti della legittima richiesta Eni e l'approssimarsi della scadenza del titolo, nel mese di settembre 2020 Eni ha av-

viato un arbitrato in sede ICSID, il centro internazionale per il regolamento delle controversie in materia di investimenti, per tutelare il valore dell'asset.

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a €20.343 milioni e €18.226 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019.

Gli immobili, impianti e macchinari comprendono attività concesse in leasing operativo per €358 milioni riferiti, essenzialmente, a stazioni di servizio della linea di business Refining & Marketing.

Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di €24 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2019) rilasciate a copertura del pagamento di accise.

I contributi portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €103 milioni (€112 milioni al 31 dicembre 2019).

Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi - Rischio di liquidità.

Le attività materiali operate in regime di concessione sono commentate alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi - Attività in concessione.

12 DIRITTO DI UTILIZZO BENI IN LEASING E PASSIVITÀ PER BENI IN LEASING

(€ milioni)	Mezzi navali di produzione e stoccaggio (FPSO)	Mezzi navali di perforazione (Drilling rig)	Mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto Oil & Gas	Concessioni autostradali e locazione stazioni di servizio	Strutture di logistica per la distribuzione Oil & Gas	Immobili per uffici	Autoveicoli	Altre tipologie	Totale
2020									
Valore iniziale netto	3.153	313	497	460	6	707	32	181	5.349
Incrementi	79	193	281	49	22	65	24	95	808
Ammortamenti ^(*)	(232)	(189)	(252)	(57)	(2)	(118)	(22)	(56)	(928)
Svalutazioni				(21)	(15)			(11)	(47)
Differenze di cambio da conversione	(251)	(13)	(13)			(8)		(7)	(292)
Altre variazioni	(77)	(60)	(67)	(7)		6	(2)	(40)	(247)
Valore finale netto	2.672	244	446	424	11	652	32	162	4.643
Valore finale lordo	3.107	528	927	573	29	859	65	293	6.381
Fondo ammortamento e svalutazione	435	284	481	149	18	207	33	131	1.738
2019									
Prima applicazione IFRS 16	3.294	346	569	462	7	720	43	215	5.656
Riclassifiche da attività materiali				30				16	46
Riclassifica ad attività destinate alla vendita								(13)	(13)
Valore netto al 01.01.2019	3.294	346	569	492	7	720	43	218	5.689
Incrementi	32	192	219	54	1	108	22	56	684
Ammortamenti ^(*)	(240)	(224)	(272)	(61)	(1)	(115)	(23)	(63)	(999)
Svalutazioni				(13)				(28)	(41)
Differenze di cambio da conversione	67	6	4	2		3		3	85
Altre variazioni		(7)	(23)	(14)	(1)	(9)	(10)	(5)	(69)
Valore finale netto	3.153	313	497	460	6	707	32	181	5.349
Valore finale lordo	3.393	528	757	532	7	806	54	274	6.351
Fondo ammortamento e svalutazione	240	215	260	72	1	99	22	93	1.002

(*) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione su attività materiali.

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" è riferito principalmente: (i) al settore Exploration & Production per €3.274 milioni (€3.895 milioni al 31 dicembre 2019) e riguarda principalmente i leasing di unità navali FPSO utilizzate nello sviluppo dei progetti offshore OCTP in Ghana e del Blocco 15/06 West e East hub in Angola della durata compresa tra i 9 e 16 anni comprensiva dell'opzione di rinnovo, nonché il noleggio pluriennale di impianti di perforazione offshore ("rig") in relazione alla sola lease component; (ii) al settore Refining & Marketing e Chimica per €788 milioni (€831 milioni al 31 dicembre 2019) e riguarda le concessioni autostradali, le locazioni di terreni, le locazioni di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi, nonché le locazioni di mezzi navali per le attività di shipping e il parco auto dedicato al business del car sharing; (iii) al settore Corporate e Altre attività per €526 milioni (€574 milioni al 31 dicembre 2019) e riguarda principalmente i contratti di affitto degli immobili.

I principali contratti di leasing sottoscritti per i quali l'asset non è stato ancora messo a disposizione riguardano: (i) un contratto del valore nominale di circa €1,7 miliardi relativo a una unità navale FPSO da utilizzare per lo sviluppo dell'Area 1 in Messico. L'asset è previsto entrare nelle disponibilità del Gruppo come

RoU nel 2021 con una durata del contratto fino al 2040; (ii) un contratto dal valore nominale di €438 milioni relativo alla locazione di uffici della durata di 20 anni comprensivo dell'opzione di proroga per ulteriori 6 anni; (iii) un contratto di utilizzo dell'unità navale FLNG, sottoscritto dalla joint operation Mozambique Rovuma Venture SpA (Eni 35,71%), per lo sviluppo della scoperta di Coral nell'offshore del Mozambico il cui valore sarà determinato in funzione dei costi finali sostenuti per la realizzazione dell'asset da parte della società collegata Coral FLNG SA e degli oneri finanziari relativi al debito di quest'ultima verso la società Coral South FLNG DMCC. La commencement date del leasing è prevista nel 2022, con l'avvio in produzione del giacimento di Coral.

I principali esborsi futuri potenzialmente dovuti che non sono riflessi nella determinazione della passività per leasing sono relativi a: (i) opzioni di proroga o risoluzione di contratti di locazione di immobili ad uso uffici per €302 milioni; (ii) opzioni di proroga di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi per €148 milioni; (iii) altre opzioni di proroga relativi a contratti di locazione di un terreno per €60 milioni e di asset a servizio del business upstream per €48 milioni.

Le passività per beni in leasing si analizzano come segue:

(€ milioni)	Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	Passività per beni in leasing a lungo termine	Totale
2020			
Valore iniziale	889	4.759	5.648
Incrementi		808	808
Decrementi	(866)	(3)	(869)
Differenze di cambio da conversione	(40)	(269)	(309)
Altre variazioni	866	(1.126)	(260)
Valore finale	849	4.169	5.018
2019			
Prima applicazione IFRS 16	665	4.991	5.656
Riclassifiche	132	36	168
Riclassifica a passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(3)	(10)	(13)
Valore al 01.01.2019	794	5.017	5.811
Incrementi		668	668
Decrementi	(875)	(2)	(877)
Differenze di cambio da conversione	10	77	87
Altre variazioni	960	(1.001)	(41)
Valore finale	889	4.759	5.648

La passività per beni in leasing è riferibile per €1.652 milioni (€1.976 milioni al 31 dicembre 2019) alla quota delle passività di competenza di joint operator nei progetti a guida Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.

Il totale dei flussi finanziari in uscita per leasing comprende: (i) i pagamenti per il rimborso della quota capitale della passività per beni in leasing per €869 milioni; (ii) gli interessi passivi pagati per €329 milioni.

La passività per beni in leasing è denominata in dollari USA per €3.447 milioni e in euro per €1.411 milioni.

Le altre variazioni relative al diritto di utilizzo beni in leasing e alle passività per beni in leasing riguardano essenzialmente la chiusura anticipata o la rinegoziazione di contratti di leasing.

Gli ammontari rilevati nel conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	2020	2019
Altri ricavi e proventi		
- proventi da remeasurement delle passività per beni in leasing	12	6
	12	6
Acquisti, prestazioni e costi diversi		
- leasing di breve durata	67	115
- leasing di modico valore	37	39
- canoni di leasing variabili non inclusi nelle passività per beni in leasing	7	16
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(2)	(2)
	109	168
Ammortamenti e svalutazioni		
- ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing	928	999
- capitalizzazioni ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali	(96)	(210)
- svalutazioni diritto di utilizzo beni in leasing	47	41
	879	830
Proventi (oneri) finanziari		
- interessi passivi su passività per beni in leasing	(347)	(378)
- oneri finanziari su passività per beni in leasing imputati ad attività materiali	7	17
- differenze di cambio nette su passività per beni in leasing	24	(6)
	(316)	(367)

13 ATTIVITÀ IMMATERIALI

(€ milioni)	Diritti e potenziale esplorativo	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile definita	Goodwill	Totale
2020						
Valore iniziale netto	1.031	195	568	1.794	1.265	3.059
Investimenti	18	23	196	237		237
Ammortamenti	(53)	(92)	(130)	(275)		(275)
Svalutazioni	(23)		(7)	(30)	(24)	(54)
Riprese di valore			24	24		24
Radiazioni	(19)	(5)		(24)		(24)
Variazione dell'area di consolidamento			7	7	70	77
Differenze di cambio da conversione	(66)		(3)	(69)	(14)	(83)
Altre variazioni		41	(66)	(25)		(25)
Valore finale netto	888	162	589	1.639	1.297	2.936
Valore finale lordo	1.613	1.623	4.399	7.635		
Fondo ammortamento e svalutazione	725	1.461	3.810	5.996		
2019						
Valore iniziale netto	1.081	221	584	1.886	1.284	3.170
Investimenti	78	23	210	311		311
Ammortamenti	(81)	(93)	(117)	(291)		(291)
Svalutazioni	(19)		(72)	(91)	(26)	(117)
Radiazioni	(28)	(1)	(1)	(30)		(30)
Differenze di cambio da conversione	18		1	19	3	22
Altre variazioni	(18)	45	(37)	(10)	4	(6)
Valore finale netto	1.031	195	568	1.794	1.265	3.059
Valore finale lordo	1.748	1.597	4.373	7.718		
Fondo ammortamento e svalutazione	717	1.402	3.805	5.924		

I diritti e potenziale esplorativo riguardano il valore di libro residuo dei bonus di firma e dei costi di acquisizione di licenze esplorative relativi ad aree con riserve proved, oggetto di ammortamento in base al criterio UOP e di impairment test, e aree con riserve unproved i cui costi sono sospesi in attesa dell'esito dell'attività esplorativa o fintantoché è confermato il

commitment del management nell'iniziativa. Gli investimenti riguardano bonus di firma relativi a nuovi acreage esplorativi in Angola, Albania, Emirati Arabi Uniti, Egitto, Oman e l'estensione di un permesso in Gabon.

L'analisi dei diritti e potenziale esplorativo per tipologia di attività è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Diritti esplorativi proved	225	291
Diritti esplorativi unproved	653	709
Altri diritti esplorativi	10	31
	888	1.031

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno riguardano essenzialmente costi di acquisizione e di sviluppo interno di software, diritti di utilizzazione di processi produttivi e diritti di utilizzazione di software.

Le altre attività immateriali riguardano: (i) attività per acquisi-

zione di clientela della linea business Eni gas e luce di €262 milioni (€226 milioni al 31 dicembre 2019); (ii) concessioni, licenze e marchi e diritti simili per €88 milioni (€102 milioni al 31 dicembre 2019) ed includono diritti di trasporto di gas naturale di importazione dall'Algeria per €25 milioni (€30 milioni al 31

dicembre 2019); (iii) investimenti in corso su gasdotti di cui Eni ha acquisito i diritti di trasporto per €78 milioni (stesso valore al 31 dicembre 2019).

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e non hanno subito variazioni apprezzabili rispetto all'esercizio 2019:

(%)	
Diritti e potenziale esplorativo	UOP
Diritti di trasporto del gas naturale	3
Altre concessioni, licenze, marchi e diritti simili	3 - 33
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	20 - 33
Attività per acquisizione della clientela	17 - 33
Altre immobilizzazioni immateriali	4 - 20

Il saldo finale della voce goodwill è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.457 milioni. Il goodwill per set-

tore di attività e linea di business si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Eni gas e luce	1.046	981
Exploration & Production	146	190
Refining & Marketing	93	93
Corporate e Altre attività	11	
Renewables	1	1
	1.297	1.265

La svalutazione del goodwill è riferita ad una business combination del settore Exploration & Production.

La variazione dell'area di consolidamento relativa al goodwill è riferita per €66 milioni all'acquisizione del 70% del gruppo Evolvere che opera nella generazione distribuita da fonti rinnovabili. Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attri-

buito alle cash generating unit ("CGU") che beneficiano delle sinergie derivanti dall'acquisizione.

Relativamente alla linea di business Eni gas e luce che presenta valori di goodwill significativi l'allocazione alle CGU è stata effettuata come segue:

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Mercato Italia	904	839
Mercato Europeo	142	142
	1.046	981

Il goodwill attribuito alla CGU Mercato Italia riguarda il buy-out delle minorities ex Italgas, operante nella vendita di gas ai settori residenziali e alle piccole e medie imprese, a seguito dell'offerta pubblica di acquisto effettuata nel 2003 (€706 milioni), al quale si sono aggiunti negli anni successivi goodwill rilevati in occasione di acquisizioni di società di vendita focalizzate in ambiti territoriali circoscritti, sinergiche ai principali bacini di attività Eni, ultima in ordine temporale l'acquisizione del 70% del gruppo Evolvere attiva nella generazione distribuita da fonti rinnovabili in coerenza con la strategia di espansione nel settore retail attraverso la diversificazione del mix prodotti a beneficio dell'offerta green. In sede di impairment test la CGU Mercato Gas Italia conferma la tenuta del valore di libro del goodwill.

La recuperabilità del valore di libro della CGU Mercato Italia compreso l'ammontare del goodwill allocato, è stata verificata mediante confronto con il valore d'uso stimato sulla base dei flussi di cassa del piano quadriennale approvato dal management e di un valore terminale calcolato con il metodo della perpetuity dell'ultimo anno del piano assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero, invariato. I flussi di cassa sono stati attualizzati al WACC post-tax dell'attività retail rettificato per il rischio Paese Italia, pari al 4,3%. Non vi sono ipotesi razionali di variazione del tasso di sconto, del tasso di crescita, della redditività o dei volumi che comportino l'azzeramento dell'headroom di €2.856 milioni del valore d'uso della CGU Mercato Italia rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa allocato.

Il goodwill allocato al Mercato Europeo è relativo per €95 milioni alla società retail Altermag SA (ora Eni Gas & Power France SA) che opera in Francia e per €45 milioni all'acquisizione 2018 della quota residua del 51% della società greca Gas Supply Company Thessaloniki-Thessalia SA, già partecipata con il 49%. Anche in questo caso l'impairment review eseguita con una metodologia analoga alla CGU Mercato Italia conferma i valori di libro della CGU del mercato Francia e del mercato Grecia, compreso il goodwill ad essi allocato, al WACC post-tax rettificato per il rischio Paese del 4,6% per la Francia e del 4,8% per la Grecia.

Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

14 RIPRESE DI VALORE (SVALUTAZIONI) NETTE DI ATTIVITÀ MATERIALI, IMMATERIALI E DIRITTO DI UTILIZZO BENI IN LEASING

Il management ha adottato rispetto al passato un approccio ancora più conservativo nell'elaborare la view dei prezzi di lungo termine degli idrocarburi alla luce dei rischi e delle incertezze sui trend fondamentali. Con le ricadute a lungo termine della pandemia ancora in fase di valutazione, la direzione vede la prospettiva di un impatto duraturo sull'economia globale e il rischio di un periodo sostenuto di domanda petrolifera più debole rispetto ai trend pre-COVID-19, perché a differenza di altre recessioni, quella causata dalla pandemia ha coinvolto contemporaneamente tutti i settori ciclici dell'economia e il terziario con conseguenti estreme fluttuazioni dell'attività economica.

Il management di Eni ha valutato la possibilità che la pandemia possa comportare un'accelerazione della transizione verso un'economia e un sistema energetico a ridotte emissioni di carbonio, poiché le misure fiscali adottate dai governi puntano a ricostruire le economie su basi più sostenibili.

Sulla base di queste considerazioni, il management ha rivisto in riduzione lo scenario di lungo termine dei prezzi degli idrocarburi, driver principale delle decisioni di investimento della Compagnia e delle valutazioni di bilancio di recuperabilità dei valori di libro delle attività fisse di Eni. Il nuovo scenario adottato da Eni prevede un prezzo di lungo termine del petrolio per il riferimento Brent di 60 \$/barile in termini reali 2023, rispetto all'assunzione di 70 \$/barile del precedente piano industriale riflessa nelle valutazioni del bilancio 2019. Per il 2021 e il 2022 il prezzo è previsto rispettivamente a 50 e 55 \$/barile. Il prezzo del gas per il riferimento al mercato spot PSV Italia è previsto a 5,5 \$/mmBTU nel 2023 rispetto ai precedenti 7,8 \$/mmBTU. Il management ha anche rivisto al ribasso le proprie aspettative sui futuri margini di raffinazione, considerando il crollo del consumo di carburanti dovuto alla pandemia.

I tassi di attualizzazione dei flussi di cassa futuri associa-

ti all'uso degli asset sono stati stimati sulla base del costo medio ponderato del capitale di Eni, rettificato per scontare i rischi specifici del contesto operativo dei Paesi di attività del Gruppo (WACC adjusted). Il WACC 2020 di Eni pari al 6,7% diminuisce rispetto al 2019 (7,4%) principalmente per la flessione degli yield delle attività risk-free di Paesi benchmark, che sono andati in territorio negativo. Tale trend è stato attenuato dal maggior peso attribuito alla volatilità di breve termine del titolo Eni (beta determinato da fonti indipendenti) che sconta rispetto al pregresso una maggior rischiosità percepita del settore Oil & Gas a causa dei climate-related risks e delle debolezze strutturali dell'industry, amplificate dalla crisi pandemica.

I flussi di cassa degli asset sono stati stimati sulla base dei piani industriali approvati e della vita utile residua delle riserve o degli impianti industriali come descritto nella Nota n. 1 - Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi - Impairment delle attività non finanziarie.

In considerazione della presenza generalizzata di impairment indicator in tutti i settori di business Eni compresa l'evidenza che al 31 dicembre 2020 la capitalizzazione di borsa di Eni era inferiore al valore di libro dei net asset consolidati e delle politiche aziendali di regolare verifica della recuperabilità dei carrying amounts, è stato eseguito il test di impairment del 100% delle Cash Generating Unit.

Nel settore Exploration & Production sono state rilevate svalutazioni nette di asset in produzione o in sviluppo per €1.888 milioni dovute principalmente alla revisione di lungo termine dei prezzi degli idrocarburi e alla riduzione degli investimenti per lo sviluppo delle riserve, nonché a revisioni a ribasso delle riserve. Gli importi più significativi hanno riguardato proprietà in Italia (€566 milioni), Algeria (€409 milioni), Congo (€306 milioni), Stati Uniti (€232 milioni) e Turkmenistan (€202 milioni). Il WACC post-tax utilizzati sono compresi da un minimo di circa il 6% per Italia/Usa a un range 7-8% per gli altri paesi, che si rideterminano in un range 6-14% pre-tax.

Nella linea di business Refining & Marketing sono state rilevate svalutazioni nette su impianti di raffinazione per €1.225 milioni principalmente relative alla raffineria di Sannazzaro, i cui driver sono i deboli fondamentali dell'industria europea a causa della crisi dei consumi di carburanti per effetto della pandemia, sovracapacità, pressione competitiva da parte dei produttori asiatici e medio-orientali dotati di scala e strutture di costo più efficienti, nonché a causa delle dislocazioni di mercato che hanno ridotto l'offerta di greggi medio/pesanti penalizzando la redditività dei cicli di conversione. Il tasso di attualizzazione post-tax e pre-tax relativo alle raffinerie Italia è del 6,3%.

Inoltre, è stata valutata la recuperabilità dei valori di carico delle attività Oil & Gas tenuto anche conto della spesa prevista per la partecipazione a progetti di conservazione forestale, una delle linee d'azione della strategia di decarbonizzazione Eni che prevede la partecipazione onerosa a iniziative

di conservazione e di ripopolamento delle foreste primarie e secondarie con l'ottenimento di crediti di carbonio, certificati secondo standard internazionali. Il management prevede un progressivo ramp-up di tali iniziative nel medio-lungo termine con l'obiettivo al 2030 di avere un portafoglio di progetti forestry dai quali ottenere un ammontare annuale di crediti di carbonio in grado di coprire il deficit di emissioni dirette residue ("Scope 1 e 2") del settore Exploration & Production ai fini delle neutralità carbonica delle produzioni equity dal 2030 in poi. Tali costi per acquisto crediti di carbonio sono considerati parte dei costi operativi del settore Exploration & Production, considerato come un'unica CGU. Al netto di tali costi proiettati fino alla fine della vita residua delle riserve, l'headroom complessivo del settore Exploration & Production determinato sulla base delle assunzioni dell'impairment test si riduce del 4,6%.

La ragionevolezza dell'esito dell'impairment test effettuato da Eni sulle proprie attività Oil & Gas è stata valutata sulla base di uno "stress test" utilizzando lo scenario di decarbonizzazione sviluppato dall'Agenzia Internazionale per l'Energia nel suo Scenario di Sviluppo Sostenibile nel World Energy Outlo-

ok 2020, che disegna un quadro e una serie di azioni coerenti con l'obiettivo dell'Accordo di Parigi sul clima della COP21 del 2015. Lo scenario IEA SDS è un insieme consolidato di assunzioni e previsioni operative disponibili sul mercato relative alla decarbonizzazione dell'economia mondiale. I VIU delle riserve di Eni sono stati rideterminati con le proiezioni stimate da IEA dei prezzi degli idrocarburi e del costo di acquisto dei certificati emissivi delle economie "advanced" pari a \$140 nel 2040 in moneta 2019 per tonnellata. Le assunzioni di prezzo degli idrocarburi della IEA sono sostanzialmente in linea con quelle adottate da Eni, mentre il costo della CO₂ è significativamente più elevato. Tale stress test indica una perdita di value-in-use del settore Exploration & Production pari all'11% del caso base, assumendo l'indeducibilità fiscale o la non recuperabilità ai fini del cost oil dell'onere per la CO₂ (-5% in caso contrario). Tuttavia, tali stress test non rappresentano la migliore stima da parte della direzione di eventuali perdite di valore che potrebbero essere rilevate in quanto non incorporano le variazioni consequenziali che il management potrebbe attuare quali modifiche dei piani industriali, riduzione dei costi, rimodulazione dello sviluppo, revisione delle riserve e dei volumi produttivi.

15 PARTECIPAZIONI

PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

	2020				2019			
	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	86	4.592	4.357	9.035	95	5.497	1.452	7.044
Modifica dei criteri contabili (IAS 28)						22		22
Valore iniziale riesposto	86	4.592	4.357	9.035	95	5.519	1.452	7.066
Acquisizioni e sottoscrizioni	2	75	198	275	6	76	2.910	2.992
Cessioni e rimborsi		(3)	(1)	(4)	(5)		(17)	(22)
Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	3	21	14	38	6	80	75	161
Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	(2)	(1.399)	(332)	(1.733)	(10)	(157)	(17)	(184)
Decremento per dividendi	(5)	(296)	(13)	(314)	(4)	(1.073)	(61)	(1.138)
Variazione dell'area di consolidamento	3	30	1	34	1			1
Differenze di cambio da conversione	(4)	(254)	(345)	(603)	2	67	17	86
Altre variazioni	(3)	66	(42)	21	(5)	80	(2)	73
Valore finale	80	2.832	3.837	6.749	86	4.592	4.357	9.035

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano: (i) per €89 milioni l'acquisizione della quota del 49% di Novis Renewables Holdings Llc, del 50% di Novis Renewables Llc e dei successivi aumenti di capitale di entrambe le società nell'ambito della partnership con Falck Renewables per lo sviluppo congiunto di progetti di energia rinnovabile negli Stati Uniti; (ii) per €72 milioni l'acquisizione della quota del 40% di Finproject SpA attiva nei segmenti delle applicazioni specialistiche dei polimeri, meno esposte alla volatilità dello scenario; (iii) per €38 milioni l'aumento di capitale della Lotte Versalis Elastomers Co Ltd impegnata nella produzione di elastomeri in Corea del Sud. Le minusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto sono riferite a: (i) Vår Energi AS per €918 milioni dovute alla rilevazione di svalutazioni delle CGU della partecipata in relazione alla revisione dello scenario prezzi di lungo termine degli idrocarburi e alla modifica dei profili produttivi; (ii) Abu Dhabi Oil Refining Co (Takreer) per €275

milioni dovute alla debolezza dello scenario di raffinazione e alla rilevazione di una significativa perdita da valutazione scorte; (iii) Saipem SpA per €354 milioni dovute alla debolezza dello scenario e della domanda di petrolio e gas e dei relativi servizi che ha comportato la rilevazione di svalutazioni in particolare nella CGU del Drilling Offshore.

La valutazione con il metodo del patrimonio netto ha comportato l'iscrizione di una perdita di €46 milioni per la Cardón IV SA (Eni 50%) che opera il giacimento a gas Perla in Venezuela che sconta il rallentamento dell'attività e dei prelievi di gas da parte di PDVSA in relazione al difficile contesto operativo.

Il decremento per dividendi è riferito per €274 milioni alla Vår Energi AS.

Il valore netto delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto riguarda le seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2020		31.12.2019	
	Valore contabile	% di partecipazione	Valore contabile	% di partecipazione
Imprese controllate:				
- Eni BTC Ltd	24	100,00	30	100,00
- Altre	56		56	
	80		86	
Imprese in joint venture:				
- Vår Energi AS	1.144	69,85	2.518	69,60
- Saipem SpA	908	31,08	1.250	30,99
- Unión Fenosa Gas SA	242	50,00	326	50,00
- Cardón IV SA	199	50,00	148	50,00
- Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	140	49,00	139	49,00
- Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	51	50,00	74	50,00
- PetroJunín SA	50	40,00	53	40,00
- Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	32	70,00		
- AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH	17	33,33	35	33,33
- Altre	49		49	
	2.832		4.592	
Imprese collegate:				
- Abu Dhabi Oil Refining Co (Takreer)	2.335	20,00	2.829	20,00
- Angola LNG Ltd	1.039	13,60	1.159	13,60
- Coral FLNG SA	138	25,00	102	25,00
- Finproject SpA	73	40,00		
- Novis Renewables Holdings Llc	65	49,00		
- United Gas Derivatives Co	58	33,33	69	33,33
- Novamont SpA			71	25,00
- Altre	129		127	
	3.837		4.357	
	6.749		9.035	

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono analizzate per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica. I valori di libro delle imprese valutate con il metodo del patri-

monio netto sono superiori rispetto ai patrimoni netti contabili per €44 milioni; la differenza è riferita a Finproject SpA e riflette le prospettive reddituali delle iniziative valutate all'atto dell'acquisizione.

Al 31 dicembre 2020 i valori di libro e di mercato della Saipem SpA, unica società partecipata da Eni quotata in borsa, sono i seguenti:

	Saipem SpA
Numero di azioni	308.767.968
% di partecipazione	31,08
Prezzo delle azioni (€)	2,205
Valore di mercato (€ milioni)	681
Valore di libro (€ milioni)	908

Al 31 dicembre 2020 la capitalizzazione di borsa del titolo Saipem per la quota Eni è inferiore del 25% rispetto al valore di libro della partecipazione. In considerazione della volatilità del titolo e dei significativi tagli di spesa implementati dalle oil companies nel breve-medio termine in risposta alla crisi del prezzo degli idrocarburi, il management ha eseguito la verifica

di recuperabilità del valore dell'investimento sulla base di un modello interno di stima del value-in-use della partecipazione che ha confermato il valore d'iscrizione.

Le ulteriori informazioni richieste sulle partecipazioni sono indicate alla nota n. 37 - Altre informazioni sulle partecipazioni.

ALTRE PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2020	2019
Valore iniziale	929	919
Acquisizioni e sottoscrizioni	8	11
Valutazione al fair value con effetto a OCI	24	(3)
Cessioni e rimborsi	(12)	(12)
Differenze di cambio da conversione	(61)	15
Altre variazioni	69	(1)
Valore finale	957	929

La valutazione del fair value delle principali partecipazioni minoritarie non quotate, rientrante nel livello 3 della gerarchia del fair value, è stata determinata adottando principalmente, quale tecnica di valutazione, un approccio che tiene conto del patrimonio netto contabile e del valore attuale degli extra redditi attesi (cd. residual income approach). Tale tecnica di valutazione considera, tra l'altro, i seguenti input: (i) gli utili netti attesi, considerati rappresentativi della futura profittabilità delle partecipate, determinati sulla base dei piani aziendali e rettificati, ove opportuno, per tener conto delle ipotesi che sarebbero considerate da operatori di mercato; (ii) il costo del capitale, rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolgono le attività intraprese dalle partecipate. Variazioni dell'1% del co-

sto del capitale considerato nella valutazione non producono significative modifiche alla valutazione del fair value.

I dividendi distribuiti dalle altre partecipazioni minoritarie sono commentati alla nota n. 31 - Proventi (oneri) su partecipazioni. Il valore di libro delle partecipazioni al 31 dicembre 2020 include la Nigeria LNG Ltd per €579 milioni (€657 milioni al 31 dicembre 2019), la Saudi European Petrochemical Co 'IBN ZAHAR' per €115 milioni (€146 milioni al 31 dicembre 2019) e la Novamont SpA per €77 milioni.

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, collegate e rilevanti al 31 dicembre 2020 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2020" che costituisce parte integrante delle presenti note.

16 ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE

(€ milioni)	31.12.2020		31.12.2019	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a lungo termine	29	953	60	1.119
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine	22		37	
	51	953	97	1.119
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	203		287	
	254	953	384	1.119
Titoli strumentali all'attività operativa		55		55
	254	1.008	384	1.174

I crediti finanziari sono esposti al netto del fondo svalutazione che si analizza come segue:

(€ milioni)	2020	2019
Valore iniziale	379	430
Accantonamenti	7	11
Utilizzi	(7)	(88)
Differenze di cambio da conversione	(26)	7
Altre variazioni	(1)	19
Valore finale	352	379

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano finanziamenti concessi principalmente dal settore Exploration & Production (€883 milioni) a società collegate e joint agreement per l'esecuzione di progetti industriali di interesse Eni. Tali crediti sono espressione di interessenze di lungo termine nelle iniziative finanziate. L'esposizione maggiore è nei confronti della joint venture Cardón IV SA (Eni 50%) in Venezuela operatore del giacimento a gas Perla, nei confronti della quale è outstanding un credito finanziario di €383 milioni (€563 milioni al 31 dicembre 2019).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €771 milioni (€1.018 milioni al 31 dicembre 2019).

Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa non correnti ammonta a €953 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra -0,5% e 1,4% (-0,3% e 2,0% al 31 dicembre 2019). La recuperabilità del credito finanziario verso la joint venture Cardón IV SA, oltre che sulla base del modello di expected loss è valutato sulla base della recuperabilità dell'investimento fatto dalla JV per lo sviluppo del giacimento Perla, corrispondente

al valore attuale dei flussi di cassa futuri associati alla vendita delle riserve di gas che scontano l'apprezzamento del rischio controparte sotto forma di dilazione dei tempi di incasso dei fatturati futuri.

Per la valutazione delle altre attività finanziarie a lungo termine è stata considerata la probabilità di default nei successivi 12 mesi non essendosi ravvisati significativi deterioramenti dei meriti di credito.

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano principalmente depositi presso banche come impiego di surplus di liquidità e depositi vincolati a garanzia di operazioni su contratti derivati.

I crediti finanziari sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €178 milioni e €1.024 milioni.

I titoli strumentali all'attività operativa sono emessi da Stati Sovrani.

Titoli per €20 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2019) sono vincolati a garanzia del 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 0,35 a 4,75	dal 2021 al 2030	Baa3	BBB
Altri ^(*)	17	17	17	da 0,05 a 0,20	dal 2021 al 2025	da Aa3 a Baa1	da AA a A
Tasso variabile							
Italia	11	11	11		dal 2022 al 2025	Baa3	BBB
Altri	3	3	3		2022	Baa3	BBB
Totale Stati Sovrani	55	55	56				

(*) Di importo unitario inferiore a €10 milioni.

Tutti i titoli in portafoglio scadono entro cinque anni.

Il fair value dei titoli è determinato sulla base delle quotazioni di mercato.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

17 DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Debiti commerciali	8.679	10.480
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	417	401
Debiti verso fornitori per attività di investimento	1.393	2.276
Debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.120	1.236
Debiti verso altri	1.327	1.152
	12.936	15.545

Il decremento dei debiti commerciali di €1.801 milioni è dovuto principalmente alla riduzione dei prezzi degli idrocarburi.

I debiti verso altri comprendono: (i) gli importi ancora dovuti per l'attivazione della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term per €376 milioni (€148 milioni al 31 dicembre 2019); (ii) debiti verso il personale per €255 milioni (€215 milioni al 31 dicembre 2019); (iii) debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale per €92 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2019).

I debiti commerciali e altri debiti sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €5.384 milioni e €6.243 milioni. La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

18 PASSIVITÀ FINANZIARIE

(€ milioni)	31.12.2020				31.12.2019			
	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale
Banche	337	759	3.193	4.289	187	504	2.341	3.032
Obbligazioni ordinarie		1.140	18.280	19.420		2.642	16.137	18.779
Obbligazioni convertibili			396	396			393	393
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	2.233			2.233	1.778			1.778
Altri finanziatori	312	10	26	348	487	10	39	536
	2.882	1.909	21.895	26.686	2.452	3.156	18.910	24.518

Le passività finanziarie aumentano di €2.168 milioni per effetto del saldo netto delle nuove accensioni per €3.115 milioni e, in diminuzione, delle differenze di cambio da conversione e da allineamento al cambio di fine periodo dei debiti in moneta diversa da quella funzionale per complessivi €876 milioni.

I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie del Gruppo.

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mante-

nimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono la facoltà per la Banca Europea per gli Investimenti di richiedere garanzie alternative accettabili per la stessa Banca. Al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €1.051 milioni e a €1.243 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Le obbligazioni ordinarie riguardano il programma di Euro Medium Term Notes per complessivi €16.356 milioni e altri prestiti obbligazionari per complessivi €3.064 milioni.

L'analisi delle obbligazioni ordinarie per emittente e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse è la seguente:

	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza		Tasso (%)	
(€ milioni)					da	a	da	a
Società emittente								
Euro Medium Term Notes								
Eni SpA	1.200	16	1.216	EUR		2025		3,750
Eni SpA	1.000	28	1.028	EUR		2029		3,625
Eni SpA	1.000	12	1.012	EUR		2023		3,250
Eni SpA	1.000	10	1.010	EUR		2031		2,000
Eni SpA	1.000	9	1.009	EUR		2026		1,500
Eni SpA	1.000	2	1.002	EUR		2030		0,625
Eni SpA	1.000		1.000	EUR		2026		1,250
Eni SpA	900	(2)	898	EUR		2024		0,625
Eni SpA	800	2	802	EUR		2021		2,625
Eni SpA	800	1	801	EUR		2028		1,625
Eni SpA	750	10	760	EUR		2024		1,750
Eni SpA	750	6	756	EUR		2027		1,500
Eni SpA	750	(4)	746	EUR		2034		1,000
Eni SpA	700	2	702	EUR		2022		0,750
Eni SpA	650	3	653	EUR		2025		1,000
Eni SpA	600	(4)	596	EUR		2028		1,125
Eni Finance International SA	1.427	(3)	1.424	USD	2026	2027		variabile
Eni Finance International SA	795	6	801	EUR	2025	2043	1,275	5,441
Eni Finance International SA	111	5	116	GBP		2021		4,750
Eni Finance International SA	24		24	YEN		2021		1,955
	16.257	99	16.356					
Altri prestiti obbligazionari								
Eni SpA	815	5	820	USD		2023		4,000
Eni SpA	815	3	818	USD		2028		4,750
Eni SpA	815	(1)	814	USD		2029		4,250
Eni SpA	285	1	286	USD		2040		5,700
Eni USA Inc	326		326	USD		2027		7,300
	3.056	8	3.064					
	19.313	107	19.420					

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €1.644 milioni. Nel corso del 2020 sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie per €3.514 milioni.

Le informazioni relative al prestito obbligazionario convertibile emesso da Eni SpA sono le seguenti:

	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
(€ milioni)						
Eni SpA	400	(4)	396	EUR	2022	0,000

Il prestito obbligazionario prevede una formula equity-linked cash-settled non diluitivo con un valore di rimborso legato al prezzo di mercato delle azioni Eni. Gli obbligazionisti hanno la facoltà di esercitare il diritto di conversione in determinati periodi e/o in presenza di determinati eventi, fermo restando che le obbligazioni saranno regolate mediante cassa, senza effetto diluitivo per gli azionisti. Al fine di gestire l'esposizione al rischio di prezzo, sono state acquistate opzioni call sulle azioni Eni che saranno regolate su base netta per cassa (cd. cash-settled call options). Il prezzo iniziale di conversione delle obbligazioni è stato fissato a €17,62 ed include un premio del 35% rispetto al prezzo di riferimento delle azioni riferibile al momento dell'e-

missione. Il prestito obbligazionario convertibile è valutato al costo ammortizzato; l'opzione di conversione, implicita negli strumenti finanziari emessi, e le opzioni call sulle azioni Eni acquistate sono valutate a fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2020 il programma risulta utilizzato per €16,3 miliardi.

Le passività finanziarie sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

	31.12.2020				31.12.2019			
	Passività finanziarie a breve termine (€ milioni)	Tasso medio (%)	Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine (€ milioni)	Tasso medio (%)	Passività finanziarie a breve termine (€ milioni)	Tasso medio (%)	Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine (€ milioni)	Tasso medio (%)
Euro	1.004		19.142	1,7	464	0,2	16.526	2,1
Dollaro USA	1.870	1,1	4.522	4,6	1.981	2,3	5.392	4,6
Altre valute	8	(0,5)	140	4,3	7	(0,7)	148	4,3
Totale	2.882		23.804		2.452		22.066	

Al 31 dicembre 2020 Eni dispone di linee di credito uncommitted non utilizzate a breve termine per €7.183 milioni (€13.299 milioni al 31 dicembre 2019) e di linee di credito committed non utilizzate per €5.295 milioni, di cui 4.750 milioni scadenti oltre 12 mesi (€4.667 milioni al 31 dicembre 2019, di cui 4.217 milioni scadenti oltre 12 mesi). Questi contratti prevedono inte-

ressi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato.

Al 31 dicembre 2020 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Obbligazioni ordinarie	22.429	19.173
Obbligazioni convertibili	497	402
Banche	4.008	2.904
Altri finanziatori	36	49
	26.970	22.528

Il fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra -0,5% e 1,4% (-0,3% e 2,0% al 31 dicembre 2019).

La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

VARIAZIONI DELLE PASSIVITÀ FINANZIARIE DERIVANTI DA ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO

(€ milioni)	Debiti finanziari a lungo termine e quote a breve di debiti finanziari a lungo termine	Debiti finanziari a breve termine	Passività per beni in leasing a lungo termine e quote a breve di passività per leasing a lungo termine	Totale
Valore al 31.12.2019	22.066	2.452	5.648	30.166
Variazioni monetarie	2.178	937	(869)	2.246
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	(348)	(528)	(333)	(1.209)
Altre variazioni non monetarie	(92)	21	572	501
Valore al 31.12.2020	23.804	2.882	5.018	31.704

Le altre variazioni non monetarie comprendono €808 milioni di assunzioni di passività per beni in leasing.

Le passività per beni in leasing sono commentate alla nota n. 12

- Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

I debiti finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n.

36 - Rapporti con parti correlate.

19 ANALISI DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicata nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2020			31.12.2019		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	9.413		9.413	5.994		5.994
B. Attività finanziarie destinate al trading	5.502		5.502	6.760		6.760
C. Liquidità (A+B)	14.915		14.915	12.754		12.754
D. Crediti finanziari	203		203	287		287
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	337		337	187		187
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	759	3.193	3.952	504	2.341	2.845
G. Prestiti obbligazionari	1.140	18.676	19.816	2.642	16.530	19.172
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	52		52	46		46
I. Altre passività finanziarie a breve termine	2.493		2.493	2.219		2.219
J. Altre passività finanziarie a lungo termine	10	26	36	10	39	49
K. Indebitamento finanziario lordo senza passività per leasing (E+F+G+H+I+J)	4.791	21.895	26.686	5.608	18.910	24.518
L. Indebitamento finanziario netto senza passività per leasing (K-C-D)	(10.327)	21.895	11.568	(7.433)	18.910	11.477
M. Passività per beni in leasing	795	4.057	4.852	884	4.751	5.635
N. Passività per beni in leasing verso entità correlate	54	112	166	5	8	13
O. Indebitamento finanziario lordo con passività per leasing (K+M+N)	5.640	26.064	31.704	6.497	23.669	30.166
P. Indebitamento finanziario netto con passività per leasing (O-C-D)	(9.478)	26.064	16.586	(6.544)	23.669	17.125

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono commentate alla nota n. 5 - Disponibilità liquide ed equivalenti.

Le attività finanziarie destinate al trading sono commentate alla nota n. 6 - Attività finanziarie destinate al trading.

I crediti finanziari sono commentati alla nota n. 16 - Altre attività finanziarie.

Le passività finanziarie sono commentate alla nota n. 18 - Passività finanziarie.

La passività per beni in leasing è riferibile per €1.652 milioni (€1.976 milioni al 31 dicembre 2019) alla quota di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate da Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call. Maggiori informazioni sulle passività per beni in leasing sono riportate alla nota n. 12 - Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

20 FONDI PER RISCHI E ONERI

(€ milioni)	Fondo abbandono e ripristino siti e social project	Fondo rischi ambientali	Fondo rischi per contenziosi	Fondo per imposte non sul reddito	Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	Fondo copertura perdite di imprese partecipate	Fondo mutua assicurazione OIL	Fondo esodi agevolati	Fondo dismissioni e ristrutturazioni	Altri fondi	Totale
Valore al 31.12.2019	8.936	2.602	850	199	333	188	113	70	46	769	14.106
Accantonamenti		168	172	61	160	44		1	2	193	801
Rilevazione iniziale e variazione stima	955										955
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	190	(2)	1							1	190
Utilizzi a fronte oneri	(252)	(296)	(526)	(30)	(237)			(7)	(14)	(266)	(1.628)
Utilizzi per esuberanza	(3)	(183)	(96)	(53)		(6)	(9)	(11)	(4)	(38)	(403)
Differenze cambio da conversione	(469)		(31)	(8)		(4)	(1)			(9)	(522)
Altre variazioni	5	(26)	15	1	2	(24)	(8)		(1)	(25)	(61)
Valore al 31.12.2020	9.362	2.263	385	170	258	198	95	53	29	625	13.438

Il fondo abbandono e ripristino siti e social project accoglie la stima dei costi che saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti (€8.454 milioni). La rilevazione iniziale e variazione stima positiva per €955 milioni comprende gli effetti del decremento della curva dei tassi di attualizzazione e la stima degli oneri per social project da sostenere a fronte degli impegni Eni nei confronti della regione Basilicata in relazione al programma di sviluppo petrolifero nell'area della concessione Val d'Agri (€439 milioni). Gli oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo rilevati a conto economico di €190 milioni sono stati determinati con tassi di attualizzazione compresi tra -0,2% e 3,7% (-0,1% e 6,1% al 31 dicembre 2019). Gli esborsi connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale che copre i prossimi 50 anni.

Il fondo rischi ambientali accoglie la stima degli oneri relativi a interventi di bonifica ambientale e di ripristino dello stato dei suoli e delle falde delle aree di proprietà o in concessione di siti prevalentemente dismessi, chiusi e smantellati o in fase di ristrutturazione per i quali sussiste, alla data di bilancio, un'obbligazione legale o "constructive" di Eni all'esecuzione degli interventi, compresi gli oneri da "strict liability" cioè connessi agli obblighi di ripristino di siti contaminati che rispettavano i parametri di legge al tempo in cui si verificarono gli episodi di inquinamento o a causa della responsabilità di terzi operatori ai quali Eni è subentrato nella gestione del sito. Il presupposto per la rilevazione di tali costi ambientali è l'approvazione o la presentazione dei relativi progetti alle competenti amministrazioni, ovvero l'assunzione di un impegno verso le competenti amministrazioni quando supportato da adeguate stime. Alla data di bilancio, la consistenza del fondo è riferita alla Eni Rewind SpA per €1.647 milioni e alla linea di business Refining & Marketing per €359 milioni.

Il fondo rischi per contenziosi accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività esistente alla data di bilancio ed è riferito al settore Exploration & Production per €250 milioni. Gli utilizzi a fronte oneri sono relativi per €515 milioni alla risoluzione di dispute contrattuali del settore Exploration & Production.

Il fondo per imposte non sul reddito riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi e contestazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore ed è riferito al settore Exploration & Production per €139 milioni.

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione accoglie gli oneri verso terzi previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla compagnia di assicurazione di Gruppo Eni Insurance DAC. A fronte di tale passività sono iscritti all'attivo di bilancio €116 milioni di crediti verso compagnie di assicurazione presso le quali sono stati riassicurati parte dei suddetti rischi.

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate accoglie gli stanziamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate e riguarda in particolare Industria Siciliana Acido Fosforico – ISAF – SpA (in liquidazione) per €146 milioni. Il fondo mutua assicurazione OIL accoglie gli oneri relativi ai premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi 5 anni alla Mutua Assicurazione OIL Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere.

Il fondo esodi agevolati è riferito principalmente allo stanziamento degli oneri a carico Eni nell'ambito di procedure di collocamento in mobilità del personale italiano attivate in esercizi precedenti.

21 FONDI PER BENEFICI AI DIPENDENTI

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Piani a benefici definiti:		
- TFR	258	269
- Piani esteri a benefici definiti	493	412
- Fisque, altri piani medici esteri e altri	182	177
	933	858
Altri fondi per benefici ai dipendenti	268	278
	1.201	1.136

L'ammontare delle passività relative agli impegni Eni di copertura delle spese sanitarie del personale è determinato considerando, tra l'altro, i contributi versati dall'azienda.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano gli incentivi monetari differiti per €128 milioni, i piani isopensione di Eni gas

e luce SpA per €97 milioni, i premi di anzianità per €28 milioni e gli altri piani a lungo termine per €15 milioni.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

	2020						2019					
(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	269	1.044	177	1.490	278	1.768	275	925	148	1.348	309	1.657
Costo corrente		23	3	26	50	76		19	2	21	55	76
Interessi passivi	2	27	2	31	1	32	4	37	3	44	1	45
Rivalutazioni:	5	48	13	66	4	70	5	41	24	70	1	71
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	(3)	(10)	2	(11)	2	(9)						
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	9	71	13	93	5	98	7	50	3	60	1	61
- Effetto dell'esperienza passata	(1)	(13)	(2)	(16)	(3)	(19)	(2)	(9)	21	10		10
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		(2)		(2)	20	18		1	8	9	(2)	7
Contributi al piano:		1		1		1		1		1		1
- Contributi dei dipendenti		1		1		1		1		1		1
Benefici pagati	(20)	(33)	(9)	(62)	(63)	(125)	(15)	(28)	(9)	(52)	(88)	(140)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	2	32	(4)	30	(22)	8		48	1	49	2	51
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	258	1.140	182	1.580	268	1.848	269	1.044	177	1.490	278	1.768
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		632		632		632		545		545		545
Interessi attivi		15		15		15		20		20		20
Rendimento delle attività a servizio del piano		51		51		51		23		23		23
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		(3)		(3)		(3)						
Contributi al piano:		15		15		15		14		14		14
- Contributi dei dipendenti		1		1		1		1		1		1
- Contributi del datore di lavoro		14		14		14		13		13		13
Benefici pagati		(21)		(21)		(21)		(19)		(19)		(19)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		(41)		(41)		(41)		49		49		49
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		648		648		648		632		632		632
Massimale di attività all'inizio dell'esercizio								5		5		5
Modifiche nel massimale di attività		1		1		1		(5)		(5)		(5)
Massimale di attività alla fine dell'esercizio (c)		1		1		1						
Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)	258	493	182	933	268	1.201	269	412	177	858	278	1.136

I fondi per benefici ai dipendenti comprendono la passività di competenza dei partner per attività di esplorazione e produzione per un ammontare di €268 milioni e di €175 milioni

rispettivamente al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019; a fronte di tale passività è stato iscritto un credito di pari ammontare.

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti, valutati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
2020						
Costo corrente		23	3	26	50	76
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		1		1	20	21
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	2	27	2	31	1	32
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		(15)		(15)		(15)
Totale interessi passivi (attivi) netti	2	12	2	16	1	17
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"					1	1
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	2	12	2	16		16
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					4	4
Totale	2	36	5	43	75	118
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		24	3	27	75	102
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	2	12	2	16		16
2019						
Costo corrente		19	2	21	55	76
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		1	8	9	(2)	7
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	4	37	3	44	1	45
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		(20)		(20)		(20)
Totale interessi passivi (attivi) netti	4	17	3	24	1	25
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"					1	1
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	4	17	3	24		24
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					1	1
Totale	4	37	13	54	55	109
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		20	10	30	55	85
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	4	17	3	24		24

I costi per piani a benefici definiti rilevati tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come segue:

	2020				2019			
(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti
Rivalutazioni:								
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	(3)	(10)	2	(11)				
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	9	71	13	93	7	50	3	60
- Effetto dell'esperienza passata	(1)	(13)	(2)	(16)	(2)	(9)	21	10
- Rendimento delle attività a servizio del piano		(51)		(51)		(23)		(23)
- Modifiche nel massimale di attività		1		1		(5)		(5)
	5	(2)	13	16	5	13	24	42

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	Disponibilità liquide ed equivalenti	Strumenti rappresentativi di capitale	Strumenti rappresentativi di debito	Immobili	Derivati	Fondi comuni di investimento	Attività detenute da compagnie di assicurazione	Altre attività	Totale
31.12.2020									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	117	38	297	8	2	76	20	87	645
- con prezzi non quotati in mercati attivi							3		3
	117	38	297	8	2	76	23	87	648
31.12.2019									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	32	39	388	7	2	79	17	65	629
- con prezzi non quotati in mercati attivi							3		3
	32	39	388	7	2	79	20	65	632

Le principali ipotesi attuariali adottate per valutare le passività alla fine dell'esercizio e per determinare il costo dell'esercizio successivo sono di seguito indicate:

		TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2020					
Tasso di sconto	(%)	0,3	0,1-14,7	0,3	0,0-0,3
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,8	1,3-12,5		
Tasso d'inflazione	(%)	0,8	0,8-12,2	0,8	0,8
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)		13-26	24	
2019					
Tasso di sconto	(%)	0,7	0,0-13,7	0,7	0,0-0,7
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,7	1,3-12,5		
Tasso d'inflazione	(%)	0,7	0,8-11,3	0,7	0,7
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)		13-25	24	

Le principali ipotesi attuariali adottate per i piani esteri a benefici definiti più rilevanti si analizzano per area geografica come segue:

		Eurozona	Resto Europa	Africa	Resto del Mondo	Piani esteri a benefici definiti
2020						
Tasso di sconto	(%)	0,4-0,8	0,1-1,4	2,6-14,7	6,4-9,8	0,1-14,7
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,3-3,0	2,5-3,6	2,0-12,5	5,0-9,8	1,3-12,5
Tasso d'inflazione	(%)	1,3-1,9	0,8-3,1	2,6-12,2	3,0-5,0	0,8-12,2
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)	21-22	23-26	13-17		13-26
2019						
Tasso di sconto	(%)	0,8-1,0	0,0-2,0	2,6-13,7	7,3-11,3	0,0-13,7
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,3-3,0	2,5-3,6	2,0-12,5	10,0-11,3	1,3-12,5
Tasso d'inflazione	(%)	1,3-2,0	0,8-3,1	2,6-11,3	3,3-5,0	0,8-11,3
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)	21-22	24-25	13-17		13-25

Gli effetti derivanti da una modifica ragionevolmente possibile delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono di seguito indicati:

	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)						
31.12.2020						
Effetto sull'obbligazione (DBO)						
TFR	(10)	6	7			
Piani esteri a benefici definiti	(84)	92	47	25		67
Fisde, altri piani medici esteri e altri	(10)	7			11	
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(3)	1	1			
31.12.2019						
Effetto sull'obbligazione (DBO)						
TFR	(12)	13	8			
Piani esteri a benefici definiti	(67)	77	31	18		34
Fisde, altri piani medici esteri e altri	(9)	10			10	
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(4)	1	1			

L'analisi di sensitività è stata eseguita sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando le valutazioni con i parametri modificati.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani

per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €132 milioni, di cui €61 milioni relativi ai piani a benefici definiti. Il profilo di scadenza e la durata media ponderata delle obbligazioni per piani a benefici ai dipendenti sono di seguito indicate:

	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
(€ milioni)				
31.12.2020				
2021	12	44	8	71
2022	13	42	7	66
2023	17	50	7	63
2024	20	63	7	16
2025	21	67	7	12
Oltre	175	227	146	40
Durata media ponderata	(anni) 8,2	19,1	13,7	2,8
31.12.2019				
2020	17	33	9	73
2021	16	35	8	68
2022	12	32	7	61
2023	10	39	7	17
2024	15	49	7	14
Oltre	199	224	139	45
Durata media ponderata	(anni) 9,4	18,1	13,3	3,0

22 PASSIVITÀ PER IMPOSTE DIFFERITE E ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Passività per imposte differite lorde	8.581	9.583
Attività per imposte anticipate compensabili	(3.057)	(4.663)
Passività per imposte differite	5.524	4.920
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	7.166	9.023
Passività per imposte differite compensabili	(3.057)	(4.663)
Attività per imposte anticipate	4.109	4.360

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività per imposte differite e attività per imposte anticipate è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Passività per imposte differite lorde		
- ammortamenti eccedenti	6.171	6.796
- contratti di leasing IFRS 16	1.089	1.375
- differenza tra fair value e valore contabile degli asset acquisiti	415	617
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	199	126
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	56	97
- altre	651	572
	8.581	9.583
Attività per imposte anticipate lorde		
- perdite fiscali portate a nuovo	(6.983)	(6.065)
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(2.211)	(2.242)
- ammortamenti deducibili in futuri esercizi	(2.206)	(2.022)
- accantonamenti per svalutazione crediti e fondi rischi e oneri non deducibili	(1.371)	(1.513)
- svalutazioni delle immobilizzazioni non deducibili	(1.213)	(946)
- contratti di leasing IFRS 16	(1.113)	(1.385)
- benefici ai dipendenti	(213)	(209)
- over/under lifting	(211)	(525)
- utili infragruppo	(117)	(120)
- altre	(593)	(740)
	(16.231)	(15.767)
Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	9.065	6.744
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	(7.166)	(9.023)

La movimentazione delle passività per imposte differite e delle attività per imposte anticipate si analizza come segue:

(€ milioni)	Passività per imposte differite lorde	Attività per imposte anticipate lorde	Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione
Valore al 31.12.2019	9.583	(15.767)	6.744	(9.023)
Incrementi	960	(2.649)	2.638	(11)
Decrementi	(1.326)	1.357	(130)	1.227
Differenze di cambio da conversione	(725)	742	(192)	550
Altre variazioni	89	86	5	91
Valore al 31.12.2020	8.581	(16.231)	9.065	(7.166)
Valore al 31.12.2018	7.956	(13.356)	5.741	(7.615)
Prima applicazione IFRS 16	1.470	(1.470)		(1.470)
Valore al 01.01.2019	9.426	(14.826)	5.741	(9.085)
Incrementi	1.265	(2.091)	1.161	(930)
Decrementi	(1.205)	1.407	(174)	1.233
Differenze di cambio da conversione	194	(182)	34	(148)
Altre variazioni	(97)	(75)	(18)	(93)
Valore al 31.12.2019	9.583	(15.767)	6.744	(9.023)

Le perdite fiscali ammontano a €23.325 milioni e sono utilizzabili illimitatamente per €17.323 milioni. Le perdite fiscali sono riferite a società italiane per €13.153 milioni e a società estere per €10.172 milioni; le relative attività per imposte anticipate ammontano rispettivamente a €3.734 milioni e €3.249 milioni. Secondo la normativa fiscale italiana le perdite fiscali possono essere portate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo me-

diamente superiore a cinque esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali sono recuperabili con l'aliquota del 24% per le imprese italiane e con un'aliquota media del 31,9% per le imprese estere.

Il fondo svalutazione attività per imposte anticipate è riferito a società italiane per €7.090 milioni e a società estere per €1.975 milioni.

Le imposte sono indicate alla nota n. 32 - Imposte sul reddito.

23 STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI E HEDGE ACCOUNTING

(€ milioni)	31.12.2020			31.12.2019		
	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	125	127	2	97	43	2
- Interest currency swap	128	2	2	26		2
- Outright	4	7	2	8	5	2
	257	136		131	48	
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest rate swap	23	74	2	13	34	2
	23	74		13	34	
<i>Contratti su merci</i>						
- Future	418	447	1	192	181	1
- Over the counter	89	77	2	89	58	2
- Altro	5		2	12		2
	512	524		293	239	
	792	734		437	321	
Contratti derivati di negoziazione						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	1.167	1.451	2	2.387	1.953	2
- Future	440	525	1	348	313	1
- Opzioni	4	3	2	21	22	2
	1.611	1.979		2.756	2.288	
Contratti derivati cash flow hedge						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	209	30	2	1	596	2
- Future	119	8	1	34	148	1
- Opzioni		51	2		2	2
	328	89		35	746	
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili	2	2	2	11	11	2
Totale contratti derivati lordi	2.733	2.804		3.239	3.366	
Compensazione	(1.033)	(1.033)		(612)	(612)	
Totale contratti derivati netti	1.700	1.771		2.627	2.754	
Di cui:						
- correnti	1.548	1.609		2.573	2.704	
- non correnti	152	162		54	50	

Eni è esposta al rischio mercato, cioè al rischio che variazioni dei prezzi delle commodity energetiche, dei tassi di cambio e dei tassi d'interesse possano ridurre i cash flow attesi o il fair

value degli asset. Eni stipula contratti derivati finanziari e fisici in mercati organizzati, MTF, OTF o negoziati nei circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts

for Differences e opzioni su commodity) per ridurre o gestire tali rischi con sottostante commodity, valute o tassi, nonché in misura limitata e nel rispetto di soglie autorizzative interne, con finalità speculative cioè per trarre profitto da andamenti attesi di mercato.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider; per gli strumenti non quotati, sulla base di tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting secondo gli IFRS.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di negoziazione riguarda vendite a futuri di gas naturale per le quali è prevista la consegna fisica, non oggetto di applicazione della own use exemption, nonché operazioni di trading proprietario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguarda operazioni in derivati su commodity poste in essere nel settore Global Gas & LNG Portfolio con l'obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a operazioni commerciali con elevata probabilità o a operazioni commerciali già contrattate derivanti dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di approvvigionamento. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Ai fini della qualificazione di tali strumenti come di copertura è verificata l'esistenza di una relazione economica con l'oggetto coperto in modo da compensare le relative variazioni

di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte.

Il rapporto di copertura tra gli oggetti coperti e lo strumento di copertura, cd. hedge ratio, è definito in modo coerente con le strategie e gli obiettivi specifici di risk management definiti. Le relazioni di copertura sono 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.

Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alla nota n. 25 - Patrimonio netto. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

L'esposizione al rischio di cambio derivante dai titoli denominati in dollari USA (€1.335 milioni) compresi nel portafoglio di liquidità strategica è gestita utilizzando quale strumento di copertura, in una relazione fair value hedge, le differenze di cambio (negative di €120 milioni nel 2020) che maturano su una porzione dei prestiti obbligazionari in dollari USA (€1.546 milioni).

Le opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili riguardano il prestito obbligazionario equity-linked cash-settled. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 18 - Passività finanziarie.

La compensazione degli strumenti finanziari derivati è riferita alla Eni Trading & Shipping.

Nel corso dell'esercizio 2020 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Gli strumenti finanziari di copertura si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2020			31.12.2019		
	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace
Contratti derivati cash flow hedge						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	821	(438)		2.179	(1.357)	(2)
- Future	541	158	(1)	1.245	(61)	
	1.362	(280)	(1)	3.424	(1.418)	(2)

Di seguito è fornita l'analisi degli oggetti coperti distintamente per tipologia di rischio nell'ambito di coperture cash flow hedge:

(€ milioni)	31.12.2020			31.12.2019		
	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico
Cash flow hedge						
<i>Rischio prezzo commodity</i>						
- Vendite programmate	284	(7)	(941)	1.444	(656)	(739)
	284	(7)	(941)	1.444	(656)	(739)

Maggiori informazioni sono fornite alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

EFFETTI RILEVATI TRA GLI ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI

Gli altri proventi (oneri) operativi relativi a strumenti finanziari derivati su commodity si analizzano come segue:

(€ milioni)	2020	2019	2018
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(1)	(2)	
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	(765)	289	129
	(766)	287	129

I proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguardano la quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity.

I proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati riguardano gli effetti da regolamento e valutazione a fair value

degli strumenti finanziari derivati su merci privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS, di trading sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario.

EFFETTI RILEVATI TRA I PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

(€ milioni)	2020	2019	2018
- Strumenti finanziari derivati su valute	391	9	(329)
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(40)	(23)	22
	351	(14)	(307)

I proventi finanziari netti su strumenti finanziari derivati comprendono la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a

specifiche transazioni commerciali o finanziarie. Gli strumenti finanziari derivati su cambi comprendono la gestione del rischio di cambio economico implicito nelle formule prezzo delle commodity.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

24 ATTIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA E PASSIVITÀ DIRETTAMENTE ASSOCIABILI

Le attività destinate alla vendita di €44 milioni (€18 milioni al 31 dicembre 2019) sono riferite ad attività materiali.

25 PATRIMONIO NETTO**PATRIMONIO NETTO DI ENI**

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	34.043	35.894
Riserva per differenze cambio da conversione	3.895	7.209
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale:		
- Obbligazioni subordinate perpetue	3.000	
- Riserva legale	959	959
- Riserva per acquisto di azioni proprie	581	981
- Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge	(5)	(465)
- Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti	(165)	(173)
- Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto	92	60
- Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value	36	12
- Altre riserve	190	190
Azioni proprie	(581)	(981)
Utile (perdita) dell'esercizio	(8.635)	148
	37.415	47.839

CAPITALE SOCIALE

Al 31 dicembre 2020, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 (stesso ammontare al 31 dicembre 2019) ed è rappresentato da n. 3.605.594.848 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (3.634.185.330 al 31 dicembre 2019).

Il 13 maggio 2020, l'Assemblea Ordinaria e Straordinaria degli Azionisti di Eni SpA ha deliberato: (i) la distribuzione del dividendo di €0,43 per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto

sul dividendo dell'esercizio 2019 di €0,43 per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento il 20 maggio 2020, con data di stacco il 18 maggio 2020 e "record date" il 19 maggio 2020. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2019 ammonta perciò a €0,86; (ii) l'annullamento di n. 28.590.482 azioni proprie senza valore nominale, mantenendo invariato l'ammontare del capitale sociale e procedendo alla riduzione della relativa riserva per l'importo di €399.999.994,58 che è pari al valore di carico delle azioni annullate.

UTILI RELATIVI A ESERCIZI PRECEDENTI

Gli utili relativi a esercizi precedenti comprendono l'effetto della distribuzione dell'acconto sul dividendo 2020 di €429 milioni pari a €0,12 per azione che è stato deliberato il 15 settembre 2020

dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'Art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile. L'acconto è stato messo in pagamento il 23 settembre 2020.

RISERVA PER DIFFERENZE CAMBIO

La riserva per differenze cambio riguarda le differenze cambio da conversione in euro dei bilanci delle imprese operanti in valute diverse dall'euro.

OBBLIGAZIONI SUBORDINATE PERPETUE

Eni ha emesso due obbligazioni perpetue subordinate ibride del valore nominale complessivo di €3 miliardi; i costi di emissione ammontano a €25 milioni.

Le obbligazioni ibride sono regolate dalla legge inglese e sono negoziate alla Borsa del Lussemburgo.

Le caratteristiche principali delle due obbligazioni sono: (i) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 5,25 anni, con un prezzo di re-offer del 99,403% e una cedola annua del 2,625% fino alla prima data di reset prevista il 13 gennaio 2026. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 316,7 punti base, incrementato di un

ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 gennaio 2031 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 13 gennaio 2046; (ii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer del 100% e una cedola annua del 3,375% fino alla prima data di reset prevista il 13 ottobre 2029. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 364,1 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 ottobre 2034 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 13 ottobre 2049.

RISERVA LEGALE

La riserva legale di Eni SpA rappresenta la parte di utili che, secondo quanto disposto dall'Art. 2430 del Codice Civile, non può

essere distribuita a titolo di dividendo. La riserva ha raggiunto l'ammontare massimo richiesto dalla legge.

RISERVA PER ACQUISTO DI AZIONI PROPRIE

La riserva per acquisto di azioni proprie riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti.

RISERVE PER UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

(€ milioni)	Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge			Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti ^(*)			Riserve OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto	Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta		
Riserva al 31.12.2019	(656)	191	(465)	(190)	17	(173)	60	12
Variazione dell'esercizio	(280)	81	(199)	(16)	25	9	32	24
Differenze cambio				(6)	5	(1)		
Rigiro a rettifica Rimanenze	(12)	3	(9)					
Rigiro a conto economico	941	(273)	668					
Riserva al 31.12.2020	(7)	2	(5)	(212)	47	(165)	92	36
Riserva al 31.12.2018	(13)	4	(9)	(143)	13	(130)	66	15
Variazione dell'esercizio	(1.418)	411	(1.007)	(49)	5	(44)	(6)	(3)
Differenze cambio				(3)		(3)		
Variazione dell'area di consolidamento				5	(1)	4		
Rigiro a rettifica Rimanenze	36	(10)	26					
Rigiro a conto economico	739	(214)	525					
Riserva al 31.12.2019	(656)	191	(465)	(190)	17	(173)	60	12

(*) La riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al 31 dicembre 2020 comprende €7 milioni relativi alle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto (€7 milioni al 31 dicembre 2019).

ALTRE RISERVE

Le altre riserve riguardano per €127 milioni la variazione delle riserve di Gruppo in contropartita alle interessenze di terzi a se-

guito dell'acquisto o cessione di quote di partecipazioni consolidate.

AZIONI PROPRIE

Le azioni proprie ammontano a €581 milioni (€981 milioni al 31 dicembre 2019) e sono rappresentate da n. 33.045.197 azioni ordinarie Eni (61.635.679 azioni ordinarie Eni al 31 dicembre 2019) possedute da Eni SpA.

L'Assemblea del 13 maggio 2020 ha approvato il Piano di

Incentivazione di Lungo Termine azionario 2020-2022, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione del Piano e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano.

RISERVE DISTRIBUIBILI

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2020 comprende riserve distribuibili per circa €30 miliardi.

PROSPETTO DI RACCORDO DEL RISULTATO DELL'ESERCIZIO E DEL PATRIMONIO NETTO DI ENI SPA CON QUELLI CONSOLIDATI

(€ milioni)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2020	2019	31.12.2020	31.12.2019
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	1.607	2.978	44.707	41.636
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	(10.660)	(2.800)	(8.839)	5.211
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(6)	(6)	193	202
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	264	(348)	2.086	1.424
- eliminazione di utili infragruppo	88	(74)	(478)	(593)
- imposte sul reddito differite e anticipate	79	405	(176)	20
	(8.628)	155	37.493	47.900
Interessenze di terzi	(7)	(7)	(78)	(61)
Come da bilancio consolidato	(8.635)	148	37.415	47.839

26 ALTRE INFORMAZIONI

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI DEL RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	2020	2019	2018
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti			
Attività correnti	15	1	44
Attività non correnti	193	12	198
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(64)		11
Passività correnti e non correnti	(17)	(6)	(47)
Effetto netto degli investimenti	127	7	206
Valore corrente della quota della partecipazione posseduta prima dell'acquisizione del controllo			(50)
Interessenze di terzi	(15)	(2)	
Provento da bargain purchase			(8)
Totale prezzo di acquisto	112	5	148
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(3)		(29)
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	109	5	119
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti			
Attività correnti		77	328
Attività non correnti		188	5.079
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)		11	785
Passività correnti e non correnti		(57)	(3.470)
Effetto netto dei disinvestimenti		219	2.722
Riclassifica delle differenze di cambio rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo		(24)	113
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo			(3.498)
Valutazione al fair value per business combination			889
Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti		16	13
Totale prezzo di vendita		211	239
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti		(24)	(286)
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute		187	(47)

Gli investimenti del 2020 hanno riguardato l'acquisizione da parte di Eni gas e luce SpA del 70% del gruppo Evolvere che opera nella generazione distribuita da fonti rinnovabili per €97 milioni al netto della cassa acquisita di €3 milioni e l'acquisizione da parte di Eni New Energy SpA del 100% di tre società che detengono i diritti autorizzativi per la realizzazione di tre progetti eolici in Puglia per €12 milioni. L'allocatione del prezzo di acquisto di entrambe le business combination è definitiva.

Gli investimenti del 2019 hanno riguardato: (i) l'acquisizione del 60% della SEA SpA operante nel settore dei servizi e delle soluzioni per l'efficienza energetica in ambito residenziale e industriale; (ii) l'acquisizione residua del 32% della joint operation Petroven Srl titolare di un deposito costiero adibito a stoccaggio e movimentazione di prodotti petroliferi.

I disinvestimenti del 2019 hanno riguardato la cessione del 100% della società Agip Oil Ecuador BV titolare del contratto di servizio del giacimento ad olio di Villano.

Gli investimenti del 2018 hanno riguardato: (i) l'acquisizione del ramo d'azienda da parte di Versalis SpA delle attività "bio" del Gruppo Mossi & Ghisolfi relativo alle attività di sviluppo, industrializzazione, licensing di tecnologie e processi biochimici basati sull'utilizzo di fonti rinnovabili per €75 milioni; (ii) l'acquisizione della quota residua del 51% della partecipazione in Gas Supply Company Thessaloniki – Thessalia SA che distribuisce e commercializza gas in Grecia per €24 milioni al netto della cassa acquisita di €28 milioni; (iii) l'acquisizione della società Mestni Plinovodi distribucija plina doo che distribuisce e commercializza gas in Slovenia per €15 milioni al netto della cassa acquisita di €1 milione. Il provento da

bargain purchase, rilevato nella voce Altri ricavi e proventi, è dovuto alle sinergie ottenibili dalla maggiore capacità di recuperare in tariffa gli investimenti fatti dalla società acquisita dovuta alla combinazione dei portafogli clienti.

I disinvestimenti del 2018 hanno riguardato: (i) la perdita del controllo di Eni Norge AS a seguito dell'operazione di business combination con Point Resources AS con la costituzione della joint venture valutata all'equity Vår Energi AS (interessenza Eni 69,60%) che svilupperà il portafoglio progetti delle due entità combinate. L'operazione ha comportato l'esclusione dall'area di consolidamento di attività nette per €2.486 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti per €258 milioni, la rilevazione della partecipazione in Vår Energi AS per €3.498 milioni e di un provento a conto economico per valutazione al fair value di €889 milioni al netto del realizzo di differenze passive di cambio per €123 milioni; (ii) la cessione del 98,99% (intera quota posseduta) delle società consolidate Tigáz Zrt e Tigáz Dso (100% Tigáz Zrt) che operano nell'attività di distribuzione gas in Ungheria al gruppo MET Holding AG per €145 milioni al netto della cassa ceduta di €13 milioni; (iii) la cessione da parte di Lasmo Sanga Sanga del ramo d'azienda relativo alla quota del 26,25% (intera quota posseduta) nel PSA del giacimento a gas e condensati di Sanga Sanga per €33 milioni; (iv) la cessione del 100% della società consolidata Eni Croatia BV titolare di quote di progetti a gas in Croazia a INA-Industrija 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)	31.12.2020	31.12.2019
Imprese consolidate	4.758	4.323
Imprese controllate non consolidate	176	197
Imprese in joint venture e collegate	3.800	4.075
Altri	150	267
	8.884	8.862

Le garanzie rilasciate nell'interesse di imprese consolidate di €4.758 milioni (€4.323 milioni al 31 dicembre 2019) riguardano principalmente contratti autonomi a altre garanzie personali rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €3.209 milioni (€2.886 milioni al 31 dicembre 2019). L'impegno effettivo ammonta a €4.520 milioni (€4.013 milioni al 31 dicembre 2019).

Le garanzie rilasciate nell'interesse di imprese in joint venture e collegate di €3.800 milioni (€4.075 milioni al 31 dicembre 2019) riguardano principalmente: (i) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per €1.533 milioni (€1.676 milioni al 31 dicembre 2019), di cui €1.304 milioni a beneficio del consorzio di finanziatori con i quali è stato strutturato il project financing dello sviluppo delle riserve gas della scoperta di Coral nell'offshore del Mozambico (€1.425 milioni al 31 dicembre 2019); (ii) contratti autonomi ed altre garanzie personali rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €1.544 milioni (€1.661 milioni al 31 dicembre 2019), di cui €1.079 milioni a beneficio del consorzio delle società appaltatrici del contratto di costruzione della nave Floating Liquefied Natural Gas (FLNG) per lo sviluppo della scoperta di Coral nell'offshore del Mozambico (€1.168 milioni al 31 dicembre 2019); (iii) la fidejussione di €499 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2019) rilasciata da Eni SpA a Treno Alta Velocità - TAV - SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) per il puntuale e corretto adempimento del progetto e dell'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno (collegata Saipem); (iv) la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc (Eni 13,60%) a copertura degli impegni relativi al

pagamento delle fee di rigassificazione per €165 milioni (€181 milioni al 31 dicembre 2019). L'impegno effettivo ammonta a €1.898 milioni (€2.109 milioni al 31 dicembre 2019).

Le garanzie rilasciate nell'interesse di altri di €150 milioni (€267 milioni al 31 dicembre 2019) riguardano per €145 milioni (€158 milioni al 31 dicembre 2019) la quota di spettanza della società petrolifera di Stato del Mozambico ENH delle garanzie rilasciate a beneficio del consorzio di finanziatori con i quali è stato strutturato il project financing per lo sviluppo delle riserve gas della scoperta di Coral. L'impegno effettivo ammonta a €87 milioni (€80 milioni al 31 dicembre 2019).

In base a quanto previsto dal contratto petrolifero che regola le attività di ricerca e produzione di idrocarburi dell'Area 4 del Mozambico, Eni SpA in qualità di Parent Company dell'operatore ha emesso contestualmente all'approvazione del piano di sviluppo delle riserve del permesso di esclusiva pertinenza dell'area, una garanzia irrevocabile a beneficio del Governo del Mozambico e di terze parti a copertura di eventuali danni o violazioni contrattuali derivanti dalle attività petrolifere eseguite nell'area contrattuale, comprese le attività svolte da società di scopo quali la Coral FLNG SA. La garanzia a favore del Governo del Mozambico è di ammontare illimitato (impegno non quantificabile), mentre per la parte a copertura di claims di parti terze prevede un massimale di €1.223 milioni. La garanzia avrà efficacia fino al completamento delle attività di decommissioning relative sia al piano di sviluppo Coral sia ad altri progetti dell'Area 4 (quali in particolare Mamba). In concomitanza all'emissione di tale garanzia al 100% sono state emesse a favore di Eni SpA delle controgaranzie da parte degli altri Concessionari di Area 4 (Kogas, Galp, ed ENH) e degli altri due soci della joint operation Mozambico Rovuma Venture SpA (CNPC e ExxonMobil) in proporzione ai participating interest in Area 4.

IMPEGNI E RISCHI

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Impegni	69.998	74.338
Rischi	600	676
	70.598	75.014

Gli impegni riguardano principalmente: (i) le parent company guarantees rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base degli investimenti ancora da eseguire, in €64.294 milioni (€65.374 milioni al 31 dicembre 2019). Il decremento di €1.080 milioni è riferito essenzialmente a differenze di cambio da conversione; (ii) la parent company guarantee per un ammontare complessivo di €3.260 milioni (€6.527 milioni al 31 dicembre 2019) rilasciate nell'interesse di Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV a seguito dell'accordo con la società Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), che ha portato all'acquisizione del 20% della società ADNOC Refining e alla costituzione della joint venture ADNOC Global Trading Ltd dedicata alla commercializzazione di prodotti petroliferi. La diminuzione di €3.267 milioni è relativa all'estinzione della parent company guarantee rilasciata a garanzia degli obblighi previsti nello Share Purchase Agreement a seguito del pagamento della Deferred Consideration pari a €73 milioni. La parent company guarantee ancora in essere rimarrà fino a quando sarà mantenuta la partecipazione azionaria; (iii) l'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc nei confronti della società Angola LNG Supply Service Llc per l'acquisto del gas rigassificato al terminale di Pascagoula (USA) per 20 anni (fino al 2031). Tale impegno contrattuale stimato in €1.672 milioni (€1.978 milioni al 31 dicembre 2019) è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità". Nell'ambito di tale progetto nel corso del 2018 è cessato l'impegno contrattuale nei confronti della società Gulf LNG Energy Llc (GLE), Gulf LNG Pipeline Llc (GLP) per la fornitura di servizi di importazione e rigassificazione long term (fino al 2031) di GNL sulla base del contratto "Terminal Use Agreement" (TUA) (stipulato nel dicembre 2007 tra Eni USA da una parte e GLE e GLP dall'altra) dell'ammontare di €948 milioni al 31 dicembre 2017 (undiscounted), in forza di un lodo arbitrale che tra l'altro dichiarava il TUA risolto a far data dal 1° marzo 2016 riconoscendo alla controparte un compenso equitativo netto di €324 milioni. Nonostante la pronuncia del Tribunale arbitrale che dichiarava risolto il TUA, GLE e GLP hanno presentato un ricorso presso la Corte Suprema di New York contro Eni SpA per l'escussione della parent company guarantee (in base alla quale Eni SpA garantiva il pagamento di determinate commissioni da parte Eni USA ai sensi del TUA), nello specifico, sostenendo che Eni SpA dovrebbe continuare a pagare tali commissioni fino all'originario termine del contratto (2031) per un ammontare massimo di €757 milioni. Eni SpA ritiene che le contestazioni di GLE e GLP siano prive di fondamento e si sta opponendo alle stesse in fase di giudizio; (iv) l'impegno di acquisto del 20% del progetto relativo al campo eolico Dogger Bank (A e B) nel Mare del Nord per €451 milioni; (v) l'impegno di acquisto del residuo 60% della società Finproject SpA, società impegnata nel settore del compounding per €150 milioni; (vi) gli impegni, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, derivanti dalla firma del protocollo

di intenti stipulato con la Regione Basilicata, connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni SpA nell'area della Val d'Agri per €108 milioni (€114 milioni al 31 dicembre 2019); questo impegno contrattuale è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità".

I rischi riguardano: (i) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per €230 milioni (€248 milioni al 31 dicembre 2019); (ii) rischi di custodia di beni di terzi per €370 milioni (€428 milioni al 31 dicembre 2019).

ALTRI IMPEGNI E RISCHI

Gli altri impegni e rischi includono la Parent Company Guarantee rilasciata nell'interesse della società a controllo congiunto Cardón IV SA (50% Eni), titolare della concessione del giacimento Perla in Venezuela, per la fornitura a PDVSA GAS del gas estratto fino all'anno 2036, termine della concessione mineraria. Tale garanzia non è quantificabile in modo oggettivo essendo venuta meno, a seguito della revisione degli accordi contrattuali, la clausola di risoluzione unilaterale anticipata prevista inizialmente per Eni con la quantificazione della relativa penale. In caso di inadempimento dell'obbligo di consegna il valore della garanzia sarà determinato secondo la legislazione locale. Il valore complessivo della fornitura in quota Eni (50%) pari a circa €12 miliardi, pur non costituendo un riferimento valido per valorizzare la garanzia prestata, rappresenta il valore teorico massimo del rischio. Analoga garanzia è stata prestata ad Eni da PDVSA per l'adempimento degli obblighi di ritiro da parte di PDVSA GAS.

Gli altri impegni includono gli accordi assunti per le iniziative di forestry, poste in essere nell'ambito della strategia low carbon definita dall'impresa, e riguardano in particolare gli impegni per l'acquisto, fino al 2038, di crediti di carbonio prodotti e certificati secondo standard internazionali da soggetti specializzati nei programmi di conservazione delle foreste.

Inoltre, a seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali, Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi dovuti agli acquirenti a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale. Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI

Di seguito è fornita la descrizione dei rischi finanziari e della relativa gestione. Con riferimento alle tematiche legate al rischio di credito i parametri adottati per la determinazione delle expected loss, ed in particolare le stime delle probability of default e delle loss given default, sono stati aggiornati per tener conto degli impatti del COVID-19 e dei relativi riflessi sul contesto economico di riferimento.

La crisi dei consumi energetici connessa alle misure di lockdown adottate dai governi di tutto il mondo per contenere la diffusione della pandemia e il conseguente crollo dei prezzi

degli idrocarburi hanno determinato una rilevante contrazione dei flussi di cassa operativi di Eni. Il management ha adottato le necessarie contromisure per tutelare la liquidità e la solidità patrimoniale dell'Azienda riducendo i costi e gli investimenti, adeguando la politica di remunerazione degli azionisti, e ricorrendo al mercato dei capitali come descritto nella sezione della Relazione sulla Gestione relativa ai rischi COVID-19, alla quale si rinvia.

Al 31 dicembre 2020 la Società dispone di riserve di liquidità che il management reputa sufficienti a far fronte alle obbligazioni finanziarie in scadenza nei prossimi diciotto mesi.

Non si registrano effetti significativi sulle operazioni di copertura connesse per effetto degli impatti del COVID-19 sul contesto economico di riferimento.

RISCHI FINANZIARI

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee di indirizzo emanate dal CdA di Eni SpA nell'esercizio del suo ruolo di indirizzo e di fissazione dei limiti di rischio, con l'obiettivo di uniformare e coordinare centralmente le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Le "Linee di indirizzo" definiscono per ciascuno dei rischi finanziari le componenti fondamentali del processo di gestione e controllo, quali l'obiettivo di risk management, la metodologia di misurazione, la struttura dei limiti, il modello delle relazioni e gli strumenti di copertura e mitigazione.

RISCHIO DI MERCATO

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA, Eni Finance USA Inc e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trading & Shipping per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare, Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA ed Eni Finance USA Inc garantiscono, rispettivamente, per le società Eni italiane, non italiane e con sede negli Stati Uniti, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono 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 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, com-

pensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee di indirizzo" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

RISCHIO DI MERCATO - TASSO D'INTERESSE

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti.

L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

RISCHIO DI MERCATO - COMMODITY

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione: (i) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono, ad esempio, le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve certe e probabili, i contratti a lungo termine di ap-

provvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), la porzione del margine di raffinazione che il CdA identifica come esposizione di natura strategica (i volumi rimanenti possono essere allocati alla gestione attiva del margine stesso o alle attività di asset backed hedging) e le scorte obbligatorie minime; (ii) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni include le componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali e, qualora connesse a impegni di take-or-pay, le componenti non contrattualizzate afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, Soglie di revisione strategia e Stop Loss). All'interno delle esposizioni commerciali si individuano in particolare le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset; (iii) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery, sia nell'ambito dei mercati fisici, sia dei mercati finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto al verificarsi di un'aspettativa favorevole di mercato, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss). Rientrano nelle esposizioni di trading proprietario le attività di origination qualora queste non siano collegabili ad asset fisici o contrattuali. Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura, che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie è oggetto di misurazione e monitoraggio ma non è soggetta a specifici limiti di rischio. Previa autorizzazione da parte del CdA, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei risultati economici. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni, per mezzo dell'unità di Trading (Eni Trading & Shipping) per la gestione del rischio commodity e delle competenti funzioni di finanza operativa per la gestione del collegato rischio cambio, utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto

attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle Linee di Business esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

RISCHIO DI MERCATO - LIQUIDITÀ STRATEGICA

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi in fase di alienazione o quando sono valutati in bilancio al fair value. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità si propongono principalmente di garantire la flessibilità finanziaria necessaria per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie) ed è dimensionata in modo da assicurare la copertura del debito a breve termine e del debito a medio lungo termine in scadenza in un orizzonte temporale di 24 mesi. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una politica di investimento con specifici obiettivi e vincoli, articolati in termini di tipologia di strumenti finanziari che possono essere oggetto di investimento, nonché limiti operativi, quantitativi e di durata; ha individuato altresì un insieme di principi di governance cui attenersi e introdotto un appropriato sistema di controllo. Più in particolare, l'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), Stop Loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, per emittente, comparto di attività e Paese di emissione, duration, classe di rating, e tipologia degli strumenti di investimento da inserire nel portafoglio, volti a minimizzare sia il rischio di mercato che quello di liquidità. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria né la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel secondo semestre 2013, per il Portafoglio espresso in euro, e nel 2017 per il Portafoglio espresso in USD. Nel 2020, il rating medio del portafoglio espresso in euro è pari a A-/BBB+ e quello del portafoglio espresso in USD a A+/A, entrambi in linea con i valori del 2019.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2020 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2019) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione); relativamente alla liquidità strategica è riportata la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse.

(Value at Risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

(€ milioni)	2020				2019			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse ^(a)	7,39	1,18	2,93	1,34	5,19	2,44	3,80	3,00
Tasso di cambio ^(a)	0,48	0,10	0,28	0,18	0,41	0,07	0,17	0,15

(a) I valori relativi al VaR di Tasso di interesse e di cambio comprendono le seguenti strutture di Finanza operativa: Finanza Operativa Eni Corporate, Eni Finance International SA, Banque Eni SA e Eni Finance USA Inc.

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

(€ milioni)	2020				2019			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ^(a)	16,10	3,02	8,50	3,02	23,03	7,74	11,22	9,11
Trading ^(b)	1,57	0,10	0,52	0,25	1,60	0,25	0,51	0,31

(a) Il perimetro consiste nell'area di business Gas & LNG Marketing and Power (esposizioni originanti dalle aree Refining & Marketing e Global Gas & LNG Portfolio), Eni Trading & Shipping portafoglio Commerciale, consociate estere delle Divisioni operative e, a partire da ottobre 2016, dell'area di business Eni gas e luce. Per quanto riguarda le aree di business Global Gas & LNG Portfolio, a seguito dell'approvazione del CdA Eni in data 12 Dicembre 2013, il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di Bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti i derivati finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR di GGP e di EGL nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

(b) L'attività di trading proprietario cross-commodity, sia su contratti fisici che in strumenti derivati finanziari, fa capo a Eni Trading & Shipping SpA (Londra-Bruxelles-Singapore) ed a Eni Trading & Shipping Inc (Houston).

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

(€ milioni)	2020				2019			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio euro ^(a)	0,37	0,29	0,32	0,30	0,37	0,31	0,35	0,33

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nel luglio 2013.

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

(€ milioni)	2020				2019			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio dollaro ^(a)	0,07	0,03	0,05	0,05	0,05	0,02	0,04	0,05

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica in dollari USA è iniziata nell'agosto 2017.

RISCHIO DI CREDITO

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni ha definito policy di gestione del rischio di credito coerenti con la natura e con le caratteristiche delle controparti delle transazioni commerciali e finanziarie nell'ambito del modello di finanza accentrata prescelto.

Eni ha adottato un modello per la quantificazione e il controllo del rischio credito basato sulla valutazione dell'Expected Loss. L'Expected Loss costituisce il valore della perdita attesa a fronte di un credito vantato nei confronti di una controparte, per la quale si stima una probabilità di default e una capacità di recupero sul credito passato in default attraverso la cosiddetta Loss Given Default.

All'interno del modello di gestione e controllo del rischio credito, le esposizioni creditizie sono distinte in base alla loro natura in esposizioni di natura commerciale, sostanzialmente

relative ai contratti di vendita delle commodity oggetto dei business di Eni ed esposizioni di natura finanziaria relative agli strumenti finanziari utilizzati da Eni, quali depositi, derivati e investimenti in titoli mobiliari.

RISCHIO CREDITO PER ESPOSIZIONI DI NATURA COMMERCIALE

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, ed è operata sulla base di procedure formalizzate per la valutazione e l'affidamento delle controparti commerciali, per il monitoraggio delle esposizioni creditizie, per le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi generali e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischio-

sità del cliente, in particolare la rischiosità delle controparti commerciali è valutata attraverso un modello di rating interno che combina i diversi fattori predittivi del default derivanti dalle variabili di contesto economico, dagli indicatori finanziari, dalle esperienze di pagamento e dalle informazioni dei principali info provider specialistici. Per le controparti rappresentate da Entità Statali o ad esse strettamente correlate (es. National Oil Company) la Probability of Default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i Country Risk Premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Infine, per le posizioni retail, in assenza di rating specifici, la rischiosità è determinata differenziando la clientela per cluster omogenei di rischio sulla base delle serie storiche dei dati relativi agli incassi, periodicamente aggiornate.

RISCHIO CREDITO PER ESPOSIZIONI DI NATURA FINANZIARIA

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura finanziaria derivante essenzialmente dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie valutate al fair value, le policy interne prevedono il controllo dell'esposizione e della concentrazione attraverso limiti di rischio credito espressi in termini di massimo affidamento e corrispondenti a diverse classi di controparti finanziarie, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalle funzioni di finanza operativa e da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e aree di business limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento per la singola entità legale e complessivamente per il gruppo di appartenenza, che viene monitorato e controllato attraverso la valutazione giornaliera dell'utilizzo degli affidamenti e l'analisi periodica di Expected Loss e concentrazione.

RISCHIO DI LIQUIDITÀ

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema con-

seguenza, 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 finanziamenti a costi competitivi.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2020 il programma risulta utilizzato per circa €16,3 miliardi (di cui Eni SpA €13,9 miliardi).

Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Negative per il debito a lungo termine e A-2 per il debito a breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Stabile per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve; Fitch assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e F1 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate dalle agenzie di rating, un downgrade del rating sovrano italiano può ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni.

Nel corso del 2020 il rating di Eni non ha subito variazioni.

Nell'ambito del programma di Euro Medium Term Notes nel 2020 sono stati emessi bond per un valore complessivo di €3,5 miliardi (di cui Eni SpA €3,0 miliardi).

Inoltre, ad ottobre 2020 per la prima volta Eni ha collocato due emissioni obbligazionarie subordinate ibride del valore nominale complessivo di 3 miliardi di euro. Si tratta di strumenti perpetui con opzioni di rimborso anticipato a favore dell'emittente che sono classificati in bilancio all'interno delle voci di patrimonio netto. Le agenzie di rating assegnano alle obbligazioni un rating di Baa3/BBB/BBB (Moody's/S&P/Fitch) ed un "equity credit" del 50%.

Al 31 dicembre 2020, Eni dispone di linee di credito uncommitted non utilizzate a breve termine di €7.183 milioni. Le linee di credito committed non utilizzate sono pari a €5.295 milioni, di cui €4.750 milioni scadenti oltre 12 mesi; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI PASSIVITÀ E DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

Nella tabella che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari e alle passività per beni in leasing compresi i pagamenti per interessi, alle passività per strumenti finanziari derivati.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2021	2022	2023	2024	2025	Oltre	
31.12.2020							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	1.697	1.518	3.469	2.049	2.730	12.232	23.695
Passività finanziarie a breve termine	2.882						2.882
Passività per beni in leasing	815	593	503	442	413	2.218	4.984
Passività per strumenti finanziari derivati	1.609	26	13	50		73	1.771
	7.003	2.137	3.985	2.541	3.143	14.523	33.332
Interessi su debiti finanziari	502	473	461	387	360	1.164	3.347
Interessi su passività per beni in leasing	295	252	219	192	165	748	1.871
	797	725	680	579	525	1.912	5.218
Garanzie finanziarie	1.072						1.072

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2020	2021	2022	2023	2024	Oltre	
31.12.2019							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	2.908	1.704	1.259	2.743	1.785	11.521	21.920
Passività finanziarie a breve termine	2.452						2.452
Passività per beni in leasing	884	632	487	434	424	2.761	5.622
Passività per strumenti finanziari derivati	2.704	2	14			34	2.754
	8.948	2.338	1.760	3.177	2.209	14.316	32.748
Interessi su debiti finanziari	594	452	353	342	269	1.667	3.677
Interessi su passività per beni in leasing	341	302	263	233	206	1.015	2.360
	935	754	616	575	475	2.682	6.037
Garanzie finanziarie	926						926

La passività per beni in leasing comprensivi della quota interessi è riferibile per €2.429 milioni (€2.953 milioni al 31 dicembre 2019) alla quota di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate da Eni che sarà recuperata

attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.

Nella tabella che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e altri debiti.

(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2021	2022-2025	Oltre	
31.12.2020				
Debiti commerciali	8.679			8.679
Altri debiti e anticipi	4.257	111	94	4.462
	12.936	111	94	13.141

(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2020	2021-2024	Oltre	
31.12.2019				
Debiti commerciali	10.480			10.480
Altri debiti e anticipi	5.065	54	100	5.219
	15.545	54	100	15.699

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI OBBLIGAZIONI CONTRATTUALI³⁰

In aggiunta ai debiti finanziari, alle passività per beni in leasing e ai debiti commerciali e altri debiti rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere obbligazioni contrattuali non annullabili o il cui annullamento comporta il pagamento di una penale, il cui adempimento comporterà esborsi negli esercizi futuri. Tali obbligazioni sono valorizzate in base al costo netto per l'impresa di terminazione del contratto, costituito dall'importo minimo tra i costi di adempimento dell'obbligazione contrattuale e l'ammontare dei risarcimenti/penalità contrattuali connesse al mancato adempimento. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di

denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management. Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere. Gli importi che dovrebbero essere pagati nel 2021 per lo smantellamento degli asset Oil & Gas e per il risanamento ambientale si basano sulle stime della direzione e non rappresentano obblighi finanziari alla data di chiusura.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2021	2022	2023	2024	2025	Oltre	
Costi di abbandono e ripristino siti^(a)	400	237	202	425	276	10.433	11.973
Costi relativi a fondi ambientali	383	323	267	255	196	839	2.263
Impegni di acquisto^(b)	8.041	7.644	7.342	8.150	8.613	63.864	103.654
- Gas							
Take-or-pay	6.196	6.852	6.809	7.691	8.392	63.477	99.417
Ship-or-pay	893	519	480	439	212	359	2.902
- Altri impegni di acquisto	952	273	53	20	9	28	1.335
Altri Impegni	2					106	108
- Memorandum di intenti Val d'Agri	2					106	108
Totale	8.826	8.204	7.811	8.830	9.085	75.242	117.998

(a) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.

(b) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

IMPEGNI PER INVESTIMENTI

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma di investimenti tecnici e in partecipazioni di €26,9 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati, con riferimento alla data di bilancio, gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed. Un progetto è considerato committed

quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement. Gli ammontari indicati comprendono impegni per progetti di investimenti ambientali.

(€ milioni)	Anni di scadenza					Totale
	2021	2022	2023	2024	Oltre	
Impegni per investimenti committed	4.264	3.983	2.890	2.204	1.334	14.675

(30) I pagamenti relativi ai benefici per i dipendenti sono indicati alla nota n. 21 - Fondi per benefici ai dipendenti.

ALTRE INFORMAZIONI SUGLI STRUMENTI FINANZIARI

(€ milioni)	2020			2019		
	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)	5.502	31		6.760	127	
- Strumenti derivati non di copertura e di trading ^(b)	(19)	(415)		(125)	273	
Partecipazioni minoritarie valutate al fair value^(c)	957	150	24	929	247	(3)
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti ^(d)	10.955	(213)		12.926	(409)	
- Crediti finanziari ^(e)	1.207	99		1.503	110	
- Titoli ^(e)	55			55		
- Debiti commerciali e altri debiti ^(e)	13.141	(31)		15.699	33	
- Debiti finanziari ^(f)	26.686	(632)		24.518	(802)	
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura^(g)	(52)	(941)	661	(2)	(739)	(679)

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".

(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €766 milioni di oneri (proventi per €287 milioni nel 2019) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €351 milioni di proventi (oneri per €14 milioni nel 2019).

(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) su partecipazioni - Dividendi".

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nelle "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti" per €226 milioni di svalutazioni nette (€432 milioni di svalutazioni nette nel 2019) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €13 milioni di proventi (proventi per €23 milioni nel 2019), comprensivi di interessi attivi calcolati in base al tasso d'interesse effettivo per €22 milioni (€26 milioni di interessi attivi nel 2019).

(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari", comprensivi di interessi attivi calcolati in base al tasso di interesse effettivo per €92 milioni (€99 milioni nel 2019) e svalutazioni nette per €1 milione (€4 milioni di riprese di valore nette nel 2019).

(f) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari", comprensivi di interessi passivi calcolati in base al tasso di interesse effettivo per €531 milioni (€647 milioni nel 2019).

(g) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi".

INFORMAZIONI SULLA COMPENSAZIONE DI STRUMENTI FINANZIARI

(€ milioni)	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie compensate	Ammontare netto delle attività e passività finanziarie rilevate nello schema di stato patrimoniale
31.12.2020			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	11.681	755	10.926
Altre attività correnti	3.719	1.033	2.686
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	13.691	755	12.936
Altre passività correnti	5.905	1.033	4.872
31.12.2019			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	13.773	900	12.873
Altre attività correnti	4.584	612	3.972
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	16.445	900	15.545
Altre passività correnti	7.758	612	7.146

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) crediti e debiti verso enti di Stato del settore Exploration & Production per €753 milioni (€713 milioni al 31 dicembre 2019) e crediti e debiti commerciali di Eni Trading

& Shipping Inc per €2 milioni (€187 milioni al 31 dicembre 2019); (ii) altre attività e passività correnti relative a strumenti finanziari derivati per €1.033 milioni (€612 milioni al 31 dicembre 2019).

Contenziosi

Eni SpA è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente disponibili, tenuto conto dei fondi stanziati e rappresentando che in alcuni casi non è possibile una stima attendibile dell'onere eventuale, Eni ritiene che verosimilmente da tali procedimenti ed azioni non deriveranno effetti negativi rilevanti. Oltre a quanto indicato nella nota n. 20 – Fondi per rischi e oneri – di seguito sono sintetizzati i procedimenti più significativi per i quali, generalmente e salvo diversa indicazione, non è stato effettuato uno stanziamento al fondo rischi in quanto un esito sfavorevole è giudicato improbabile o l'entità dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

1. Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente**1.1 Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura penale**

- (i) **Eni Rewind SpA (quale società incorporante EniChem Agricoltura SpA – Agricoltura SpA in liquidazione – EniChem Augusta Industriale Srl – Fosfotec Srl) – Sito di Crotone (Discarica di Farina Trappeto).** Nel 2010 è stato avviato presso la Procura di Crotone un procedimento penale per disastro ambientale, avvelenamento di sostanze destinate all'alimentazione ed omessa bonifica in relazione all'attività della discarica ex Montedison "Farina Trappeto", divenuta di proprietà del Gruppo Eni nel 1991, data a partire dalla quale, non vi è stato più alcun conferimento di rifiuti con successiva messa in sicurezza nel 1999-2000. Il procedimento vede imputati alcuni dirigenti di società del Gruppo Eni che si sono succedute nella proprietà della discarica a partire dal 1991. Conclusa l'attività da parte dei periti nel corso del 2014, gli atti sono stati restituiti alla Procura. A seguito della richiesta di rinvio a giudizio della Procura si è svolta l'udienza preliminare. Nonostante in sede di discussione il PM procedente abbia chiesto il proscioglimento di tutti gli imputati, lo scorso 17 gennaio 2020 il GUP ha chiesto al PM di modificare i capi d'imputazione al fine di meglio precisare modalità e tempi di commissione delle singole condotte contestate. Il PM ha provveduto a precisare, per ciascun imputato, il periodo temporale della presunta posizione di garanzia rivestita, e all'esito dell'udienza preliminare, il 1° luglio 2020 il GUP ha pronunciato sentenza di non luogo a procedere nei confronti di tutti gli imputati e in relazione a tutte le contestazioni, alcuni per non aver commesso il fatto e altri per intervenuta prescrizione. La Società ha, quindi, ritenuto di promuovere appello avverso la sentenza del GUP al fine di ottenere un'assoluzione nel merito anche in relazione alle posizioni degli ex dirigenti del Gruppo Eni prosciolti per intervenuta prescrizione.

- (ii) **Eni Rewind SpA – Crotone Omessa Bonifica.** Nell'aprile del 2017 è stato aperto dalla Procura di Crotone un ulteriore procedimento penale sulle attività di bonifica del sito di Crotone nel suo complesso. Nel frattempo, nella prima metà del 2018, il nuovo progetto di bonifica presentato dalla Società è stato ritenuto approvabile da parte del Ministero dell'Ambiente. In attesa delle determinazioni del Pubblico Ministero è stata depositata una memoria difensiva per riassumere l'attività svolta da Syndial (ora Eni Rewind SpA) in tema di bonifica, espressiva della chiara volontà di intervenire in modo risolutivo, e ottenere un'archiviazione del procedimento penale. In data 3 marzo 2020 è stato emanato il Decreto Ministeriale di approvazione del POB Fase 2.

- (iii) **Eni Rewind SpA e Versalis SpA – Sito di Porto Torres.** Nel 2011 la Procura di Sassari ha chiesto il rinvio a giudizio del direttore di stabilimento Eni Rewind di Porto Torres per asserito disastro ambientale e avvelenamento di acque e sostanze destinate all'alimentazione. Si sono costituiti parte civile la Provincia di Sassari, il Comune di Porto Torres e altri soggetti, con esclusione delle parti civili che si erano costituite per gravi patologie associabili alle sostanze contaminanti presenti nella fauna ittica del porto industriale di Porto Torres. Nel 2013 la Procura ha modificato le imputazioni in forma colposa e non dolosa. L'ipotesi di risoluzione del procedimento per intervenuta prescrizione è stata rigettata dalla Corte Costituzionale che, accogliendo la tesi della Procura di Sassari, ha valutato come la complessità degli accertamenti necessari nel caso di reati quali il disastro ambientale giustifichi un allungamento dei termini di prescrizione parificandoli ai termini previsti per le ipotesi dolose. La Corte di Cassazione ha restituito gli atti alla Procura di Sassari che ha proceduto a ripresentare la richiesta di rinvio a giudizio. In udienza preliminare è stata ammessa la costituzione di parte civile del Ministero dell'Ambiente, della Regione Sardegna, dell'Ente Parco Asinara e del Comune di Porto Torres. Sono state citate in giudizio le Società Eni Rewind SpA e Versalis SpA quali responsabili civili. Successivamente, su richiesta della difesa della società, Versalis SpA è stata estromessa dal procedimento. L'udienza preliminare è ancora in corso.

- (iv) **Eni Rewind SpA e Versalis SpA – Darsena Porto Torres.** Nel 2012 il Tribunale di Sassari, su richiesta della Procura, ha disposto lo svolgimento di un incidente probatorio relativamente al funzionamento della barriera idraulica del sito di Porto Torres (gestito da Eni Rewind) e alla sua capacità di impedire la dispersione della contaminazione, presente all'interno del sito, nel tratto di mare antistante lo stabilimento. Sono stati indagati gli amministratori delegati di Eni Rewind e Versalis, oltre ad alcuni altri manager delle due società, per i quali la Procura aveva richiesto il rinvio a giudizio. Il Tribunale ha autorizzato la citazione dei responsabili civili Eni Rewind e Versalis. Le parti civili costituite hanno chiesto

la liquidazione del danno ambientale: il Ministero e la Regione Sardegna per oltre €1,5 miliardi, mentre le altre parti civili si sono rimesse alla valutazione equitativa del giudice. Il Tribunale, nel luglio 2016, ha assolto gli indagati Eni Rewind e Versalis per il reato di disastro ambientale e deturpamento di bellezze naturali (golfo dell'Asinara), condannando 3 dirigenti Eni Rewind ad un anno e pena sospesa per il reato di disastro ambientale colposo limitatamente al periodo agosto 2010/gennaio 2011. La difesa ha presentato appello. Il processo di secondo grado è in corso.

(v) **Eni Rewind SpA – Discarica di Minciaredda, Sito di Porto Torres.** Nel 2015 il Tribunale di Sassari, su richiesta della Procura, ha disposto il sequestro dell'area di discarica interna allo stabilimento di Porto Torres denominata "Minciaredda". I reati contestati agli indagati sono gestione di discarica non autorizzata e disastro ambientale mentre a Eni Rewind è contestata anche la violazione del D.Lgs. 231/01. Con riferimento all'iter di bonifica dell'area Minciaredda, nel luglio 2018 è stato decretato il progetto di bonifica dei suoli e delle falde cd. Nuraghe Fase 1. All'esito delle indagini preliminari è stata presentata richiesta di rinvio a giudizio. In udienza preliminare gli enti territoriali e alcune associazioni ambientaliste si sono costituite parte civile. Sono state ammesse la Regione Sardegna, il Comune di Sassari, il Comune di Porto Torres e l'Ente Parco Asinara. Il Giudice ha autorizzato la citazione del responsabile civile Eni Rewind. All'esito dell'udienza preliminare il GUP ha disposto il rinvio a giudizio degli imputati e della Società davanti al Tribunale di Sassari. È in corso la valutazione sulla ammissibilità delle richieste di costituzione di parte civile.

(vi) **Eni Rewind SpA – Palte fosfatiche, Sito di Porto Torres.** Nel 2015 il Tribunale di Sassari ha disposto, su richiesta della Procura, il sequestro preventivo dell'area denominata "palte fosfatiche" ubicata all'interno dello stabilimento di Porto Torres. I reati contestati agli indagati sono disastro ambientale, gestione non autorizzata di discarica di rifiuti pericolosi e altri reati ambientali. Eni Rewind è stata autorizzata sia dal Prefetto che dal Tribunale, a effettuare il miglioramento della delimitazione dell'area di discarica, l'adozione di dispositivi di monitoraggio ambientale dell'area e delle acque meteoriche. In data 30 maggio 2019 è stato notificato avviso ex Art. 415-bis. La società Eni Rewind è risultata indagata ai sensi del D.Lgs. 231/01. Nel novembre 2019 è stata notificata richiesta di rinvio a giudizio. All'esito dell'udienza preliminare il GUP ha pronunciato nei confronti di tutti gli imputati sentenza di non luogo a procedere per intervenuta prescrizione in relazione ai reati di gestione non autorizzata di discarica e getto pericoloso di cose nonché nei confronti di Eni Rewind SpA in relazione all'illecito amministrativo ai sensi del D.Lgs. 231/01, mentre ha disposto il rinvio a giudizio degli imputati avanti al Tribunale di Sassari, all'udienza del 28 maggio 2021, limitatamente al reato di disastro ambientale.

(vii) **Eni Rewind SpA – Procedimento amianto Ravenna.** Procedimento penale avente ad oggetto presunte responsabilità di ex dipendenti di società riconducibili oggi, dopo varie operazioni societarie, a Eni Rewind SpA, per decessi e lesioni da amianto che si sono verificate a partire dal 1991. Le persone offese indicate nel capo di imputazione sono 75. I reati contestati sono omicidio colposo plurimo e disastro ambientale. Sono costituite parti civili, oltre a numerosi familiari delle persone decedute, anche l'ASL di Ravenna, l'INAIL di Ravenna, la CGIL, CISL e UIL Provinciali, Legambiente ed altre associazioni ambientaliste. Eni Rewind è costituita in giudizio quale responsabile civile. In udienza preliminare le difese degli imputati hanno chiesto la pronuncia di intervenuta prescrizione del reato di disastro ambientale per alcuni dei casi di malattie e decessi. Nel febbraio 2014 il GUP presso il Tribunale di Ravenna ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati, riconoscendo invece la prescrizione solo per alcune ipotesi di lesioni colpose. Eni Rewind ha concluso alcuni accordi transattivi. Terminato il dibattimento nel novembre 2016 il Giudice ha pronunciato sentenza di assoluzione per tutti gli imputati con riferimento a 74 casi dei 75 inizialmente contestati nonché per l'ipotesi di disastro.

Unica condanna per un caso di asbestosi. Le difese, le parti civili costituite e la Procura hanno impugnato la sentenza davanti la Corte d'Appello di Bologna: i giudici di secondo grado hanno disposto una complessa perizia ritenendo di non poter decidere allo stato degli atti, nominando tre noti esperti. I difensori di Eni hanno ricusato uno di costoro, ritenendo che avesse interesse in causa; la Corte ha respinto la richiesta di ricusazione ma la Corte di Cassazione, accogliendo il ricorso dei difensori degli imputati, ha annullato con rinvio l'ordinanza. In sede di rinvio, su richiesta dei difensori di Eni la Corte d'Appello di Bologna, stante la diversa composizione del collegio giudicante, ha disposto la rinnovazione del giudizio di appello e, conseguentemente, la successiva revoca dell'ordinanza con cui era stata inizialmente disposta la perizia. In data 25 maggio 2020, all'esito della discussione delle parti, la Corte ha assolto gli imputati, ed il responsabile civile, per 74 casi di mesotelioma, tumore polmonare, placche pleuriche e asbestosi, ha preso atto del passaggio in giudicato dell'assoluzione per la contestazione di disastro e ha confermato la condanna per un caso di asbestosi. Ha altresì dichiarato inammissibili gli appelli di numerose parti civili. La difesa Eni ha presentato ricorso in Cassazione contro la condanna per asbestosi; alcune parti civili hanno impugnato l'assoluzione per altre patologie.

(viii) **Raffineria di Gela SpA – Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) SpA – Disastro innominato.** Procedimento penale pendente a carico di dirigenti della Raffineria di Gela e della EniMed per i reati di disastro innominato,

gestione illecita di rifiuti e scarico di acque reflue industriali senza autorizzazione. Alla Raffineria di Gela è contestato l'illecito amministrativo da reato ai sensi del D.Lgs. 231/01. Questo procedimento penale aveva inizialmente ad oggetto l'accertamento del presunto inquinamento del sottosuolo derivante da perdite di prodotto da 14 serbatoi di stoccaggio della Raffineria di Gela non ancora dotati di doppio fondo, nonché fenomeni di contaminazione nelle aree marine costiere adiacenti lo stabilimento in ragione della mancata tenuta del sistema di barriera realizzato nell'ambito del procedimento di bonifica del sito. In occasione della chiusura delle indagini preliminari, il Giudice ha riunito in questo procedimento altre indagini aventi ad oggetto episodi inquinanti collegati all'esercizio di altri impianti della Raffineria di Gela e ad alcuni fenomeni di perdita di idrocarburi dalle condotte di pertinenza della società EniMed. Il procedimento è in corso nella fase dibattimentale.

- (ix) **Eni SpA – Indagine Val d'Agri.** A valle delle indagini condotte per accertare la sussistenza di un traffico illecito di rifiuti prodotti dal Centro Olio Val d'Agri (COVA) di Viggiato e smaltiti in impianti di depurazione su territorio nazionale, nel marzo 2016 la Procura di Potenza ha disposto gli arresti domiciliari per cinque dipendenti Eni e posto sotto sequestro alcuni impianti funzionali all'attività produttiva in Val d'Agri, che conseguentemente è stata interrotta con una perdita di circa 60 mila barili/giorno in quota Eni. La difesa ha condotto degli accertamenti tecnici indipendenti avvalendosi di esperti di livello internazionale, i quali hanno accertato la rispondenza dell'impianto alle *Best Available Technologies* e alle *Best Practice* internazionali. Parallelamente, la Società ha individuato una soluzione tecnica consistente in modifiche non sostanziali all'impianto, per il convogliamento delle acque risultanti dal processo di trattamento delle linee gas, con la finalità di eliminare l'azione di "miscelazione" nei termini contestati. Tale soluzione è stata approvata dalla Procura, consentendo a Eni di riavviare la produzione e la reiniezione in giacimento nel pozzo Costa Molina-2 nell'agosto 2016. Su richiesta della Regione è stato aperto l'iter amministrativo di riesame dell'AIA. Nell'ambito del procedimento penale, la Procura ha richiesto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati per le ipotesi di traffico illecito di rifiuti, violazione del divieto di miscelazione di rifiuti, gestione non autorizzata di rifiuti e falso ideologico in atto pubblico, e la persona giuridica Eni ai sensi del D.Lgs. 231/2001. A seguito dell'udienza preliminare, il processo si è aperto nel novembre 2017. All'esito dell'istruttoria dibattimentale, il Tribunale di Potenza, in data 10 marzo 2021, ha emesso il dispositivo di sentenza con cui, in relazione alla contestazione di falso ideologico in atto pubblico, ha assolto tutti gli imputati; in relazione alle contravvenzioni in contestazione, ha di-

chiarato non doversi procedere per intervenuta prescrizione; infine, in relazione all'ipotesi di traffico illecito di rifiuti, ha assolto due ex dipendenti del Distretto Meridionale per non avere commesso il fatto, ha condannato sei ex funzionari del medesimo Distretto con sospensione della pena ed ha correlativamente condannato Eni ai sensi del D. Lgs. 231/01 alla sanzione di €700.000, disponendo la confisca di una somma quantificata in €44.248.071 ritenuta costituire l'ingiusto profitto conseguito dal reato, da cui detrarre l'ammontare dei costi sostenuti da Eni per le modifiche all'impianto eseguite nel 2016. Il Tribunale si è riservato il termine di 90 giorni per il deposito delle motivazioni ed avverso tutti i profili di condanna verrà prontamente formulato appello.

- (x) **Eni SpA – Indagine sanitaria attività del COVA.** A valle del procedimento penale per traffico illecito di rifiuti, gli aspetti sanitari ivi in corso di accertamento sono stati oggetto di stralcio in altro procedimento penale. Contestualmente è stata disposta l'iscrizione di 9 imputati di procedimento connesso per fattispecie contravvenzionali relative a presunte violazioni nella redazione del Documento di Valutazione dei Rischi occupazionali delle attività del Centro Olio Val d'Agri (COVA). Nel marzo 2017, su richiesta del Consulente della Procura, veniva quindi emesso verbale di contravvenzione da parte dell'Ispettorato del Lavoro di Potenza nei confronti dei Datori di Lavoro storici del COVA per omessa e incompleta valutazione dei rischi chimici del COVA. Nell'ottobre 2017 seguiva, su richiesta del Consulente della Procura, provvedimento di UNMIG di rimansionamento di 25 dipendenti presso il COVA per errato giudizio di idoneità alla mansione lavorativa espresso dal medico competente Eni. Avverso tale provvedimento veniva proposta formale opposizione che ha portato l'UNMIG a revocare il provvedimento emesso. Sempre nell'ottobre 2017 si apprendeva del mutamento delle ipotesi di reato, per le quali indaga la Procura, in fattispecie delittuose di disastro, omicidio e lesioni personali colpose, con violazione della normativa in materia di salute e sicurezza. Gli accertamenti tecnici condotti su incarico di Eni da esperti internazionali hanno accertato l'assenza di alcun rischio derivante dall'attività del COVA per la popolazione del territorio e per i propri dipendenti.

Il procedimento è attualmente pendente in fase di indagini preliminari.

- (xi) **Eni SpA – Procedimento penale Val d'Agri – Spill Serbatoio.** Nel febbraio 2017 i NOE del reparto di Potenza rinvenivano un flusso di acqua contaminata da tracce di idrocarburi con provenienza non nota, che scorreva all'interno di un pozzetto grigliato ubicato in area esterna rispetto al confine del Centro Olio Val d'Agri (COVA), sottoposto a sequestro giudiziario. Le attività eseguite da Eni all'interno del COVA finalizzate a ricostruire l'origine

della contaminazione hanno individuato le cause nella mancata tenuta di un serbatoio (ossia il serbatoio "D"), mentre all'esterno del COVA, a seguito dei monitoraggi ambientali implementati, emergeva il rischio – scongiurato – dell'estensione della contaminazione dell'area a valle dello stesso stabilimento. Nell'esecuzione di tali attività Eni ha eseguito le comunicazioni previste dal D.Lgs. 152/06 e avviato le operazioni di messa in sicurezza d'emergenza in corrispondenza dei punti esterni al COVA oggetto di contaminazione. Inoltre, è stato approvato il piano di caratterizzazione delle aree interne ed esterne al COVA, dagli Enti competenti, ai quali successivamente, è stato trasmesso il Documento di Analisi di Rischio, al vaglio degli Enti stessi. A seguito di tale evento è stata aperta un'indagine penale per i reati di disastro ambientale nei confronti dei precedenti Responsabili del COVA, degli *Operation Manager* in carica dal 2011 e del Responsabile HSE in carica al momento del fatto nonché nei confronti di Eni ai sensi del D.Lgs. 231/01 per il medesimo reato presupposto, e di alcuni pubblici ufficiali appartenenti alle amministrazioni locali per i reati di abuso d'ufficio, falsità materiale e ideologica in atti pubblici commessi nel 2014 e di disastro innominato nella forma omissiva e di cooperazione colposa commesso nel febbraio 2017. Nell'aprile 2017 Eni ha, di propria iniziativa, sospeso l'attività industriale presso il COVA, anticipando quanto disposto dalla Delibera della Giunta Regionale. Nel luglio 2017 Eni ha riavviato l'attività petrolifera avendo ricevuto le necessarie autorizzazioni da parte della Regione una volta completati gli accertamenti e le verifiche, che hanno confermato l'integrità dell'impianto e la presenza delle condizioni di sicurezza. Nel periodo dell'interruzione Eni ha eseguito tutte le prescrizioni degli Enti competenti, compresa la dotazione di un doppio fondo al serbatoio che aveva dato origine allo sversamento, nonché agli altri tre serbatoi di stoccaggio. Attualmente è stato risarcito il danno a quasi tutti i privati proprietari delle aree limitrofe al COVA e impattate dall'evento; con altri invece le trattative sono ancora in corso. I prevedibili esborsi relativi a tali transazioni sono stati stanziati.

Si segnala, altresì, che nel febbraio 2018 la Società ha impugnato le note del Dipartimento dei Vigili del Fuoco dell'ottobre e del dicembre 2017, precisando di non ritenersi obbligata ad effettuare l'integrazione del Rapporto di Sicurezza ivi richiesta, considerato che i dati acquisiti nell'area interessata dimostrerebbero secondo le valutazioni Eni che la perdita dai serbatoi è stata tempestivamente ed efficientemente controllata e che non si è mai verificata una situazione di pericolo grave per la salute umana e per l'ambiente.

Nel mese di aprile 2019 sono state disposte nei confronti di tre dipendenti misure cautelari, le quali, a seguito di impugnazione, sono state annullate dalla Suprema Corte di Cassazione.

Nel settembre 2019 il Pubblico Ministero disponeva la separazione della posizione di un dipendente, all'epoca sottoposto a misura cautelare, dagli altri indagati Eni, con contestuale formazione nei soli suoi confronti di un autonomo fascicolo e, quindi, richiedeva al Giudice per le Indagini Preliminari l'emissione nei confronti del medesimo del decreto di giudizio immediato cd. "custodiale"; che è stato accolto dal GIP. Il giudizio è stato sospeso al fine di consentire la prosecuzione delle attività di ripristino ambientale dei luoghi. Nell'ambito del parallelo procedimento nei confronti dei rimanenti dipendenti e di Eni quale ente responsabile ai sensi del D.Lgs. 231/2001, la Procura della Repubblica, dopo aver emesso avviso di conclusione delle indagini preliminari, ha avanzato richiesta di rinvio a giudizio. L'udienza preliminare è in corso di svolgimento.

(xii) **Raffineria di Gela SpA/Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) SpA – Gestione rifiuti discarica CAMASTRA.**

Nel giugno 2018 la Procura di Palermo ha avviato nei confronti delle società Eni Raffineria di Gela e EniMed un procedimento penale che riguarda un presunto traffico illecito di rifiuti industriali provenienti da operazioni di bonifica di terreni, smaltiti presso una discarica di proprietà di una società terza. La Procura ha contestato tale reato agli Amministratori Delegati pro tempore delle due società Eni; alle società è contestato l'illecito amministrativo da reato di cui al D.Lgs. 231/01 e s.m.i. La condotta illecita deriverebbe dalla fraudolenta certificazione dei rifiuti ai fini della ricezione in discarica. A seguito delle attività difensive espletate, la posizione dell'AD della Raffineria di Gela SpA e della medesima società sono state oggetto di richiesta e decreto di archiviazione, mentre per la posizione dell'AD di EniMed e della società è stato chiesto e ottenuto il rinvio a giudizio. Il procedimento è in corso innanzi al Tribunale di Agrigento al quale il procedimento è stato trasferito per competenza territoriale.

(xiii) **Versalis SpA – Sequestro Preventivo presso lo stabilimento di Priolo Gargallo.**

Nel febbraio 2019 il Tribunale di Siracusa, su richiesta della Procura, nell'ambito di una indagine riguardante i reati di getto pericoloso di cose e di inquinamento ambientale, a carico dell'ex direttore dello stabilimento, di Versalis ai sensi del D.Lgs. 231/2001 e delle altre industrie del Polo Industriale, relativa alle emissioni prodotte dal complesso industriale di Priolo Gargallo ha disposto il sequestro preventivo, consentendo la facoltà d'uso, degli impianti di Versalis che, sulla base dei rilievi tecnici formulati dai Consulenti Tecnici nominati dalla Procura, presentano punti di emissioni convogliate e diffuse non conformi alle *Best Available Techniques* (BAT). Il provvedimento de quo contiene alcuni passaggi relativi al rapporto fra le BAT e le Autorizzazioni Integrate Ambientali (AIA) rilasciate che, secondo le valutazioni tecniche dei consulenti della Procura, non sarebbero legittime in quanto poco coerenti con i

dettami normativi. Versalis ha provveduto già da qualche anno alla realizzazione dei miglioramenti impiantistici richiesti dalla Procura e dai suoi consulenti e per tale ragione il provvedimento in questione è stato impugnato dinanzi al Tribunale del Riesame che il 26 marzo 2019 ha disposto il dissequestro degli impianti con annullamento del decreto. Nel marzo 2021 è stato notificato avviso di conclusione delle indagini preliminari, con la formulazione da parte della Procura delle ipotesi di reato già formulate in precedenza.

(xiv) **Eni SpA – Incidente mortale Piattaforma offshore Ancona.** Il 5 marzo 2019 sulla piattaforma Barbara F al largo di Ancona si è verificato un incidente mortale. Secondo la ricostruzione dei fatti, durante la fase di scarico di un serbatoio dalla piattaforma a un *supply vessel* si è verificato, per circostanze in corso di approfondimento, l'improvviso cedimento di una parte di struttura su cui era installata la gru, causando la caduta in mare della gru stessa e della relativa cabina di comando. Nella caduta alcuni elementi della gru hanno colpito il *supply vessel*, ferendo due lavoratori contrattisti a bordo dell'imbarcazione, mentre all'interno della cabina di comando si trovava un dipendente Eni, deceduto in tale tragico evento. In relazione a tale evento, la Procura di Ancona ha aperto un'indagine inizialmente contro ignoti e sono in corso di svolgimento gli accertamenti tecnici dei consulenti della Procura su tutte le parti della gru immediatamente poste sotto sequestro. Nell'evoluzione delle indagini, il Pubblico Ministero ha disposto accertamenti tecnici irripetibili, nell'ambito dei quali è emerso che il procedimento ha visto l'iscrizione quali soggetti indagati del Responsabile e del Delegato sicurezza del Distretto al momento del fatto nonché Eni quale persona giuridica ai sensi del D.Lgs. 231/2001. Il procedimento è attualmente pendente in fase di indagini preliminari.

(xv) **Raffineria di Gela SpA e Eni Rewind SpA – Indagine inquinamento falda e iter di bonifica del sito di Gela.** A seguito di denunce effettuate da ex lavoratori dell'indotto, la Procura della Repubblica di Gela ha emesso un decreto d'ispezione e sequestro dell'area denominata Isola 32 all'interno della raffineria di Gela dove sono ubicate le vecchie e nuove discariche controllate. Il procedimento penale ha ad oggetto i reati di inquinamento ambientale, omessa bonifica, lesioni personali colpose e gestione illecita di rifiuti. I reati sono contestati in relazione alla gestione delle attività di bonifica dell'area oggi gestite da Eni Rewind, anche per conto delle società Raffineria di Gela, Isaf e Versalis, ove sono ubicate le vecchie discariche, alle attività di decommissioning dell'impianto acido fosforico di proprietà della Isaf gestite sulla base di un contratto di mandato dalla Eni Rewind, nonché alla gestione delle attività in corso di bonifica della falda (efficacia ed efficienza del sistema di barrieramento). L'Autorità giudiziaria ha proceduto a un'acquisizione do-

cumentale presso la sede della Eni Rewind di Gela e della Raffineria di Gela che nel periodo 1.1.2017-20.3.2019 hanno gestito gli impianti asserviti alla bonifica della falda del sito (TAF Eni Rewind, TAF-TAS di sito e pozzi di emungimento e barriera idraulica). Successivamente è stato notificato un decreto di sequestro di undici (11) piezometri del sistema di barrieramento idraulico con contestuale informazione di garanzia emesso dalla Procura della Repubblica di Gela nei confronti di nove dipendenti della Raffineria di Gela e quattro dipendenti della società Eni Rewind. Sono poi stati disposti accertamenti tecnici irripetibili al fine di effettuare delle analisi sia sui piezometri posti sotto sequestro, sia sugli impianti TAF e TAS. Le attività sono tuttora in corso.

(xvi) **Eni Rewind SpA e Versalis SpA – Mantova. Indagine in materia di reati ambientali.** La Procura della Repubblica di Mantova ha notificato in agosto e in settembre 2020 avviso di conclusione delle indagini preliminari relativo al procedimento penale 778/18 RGNR in cui sono stati riuniti procedimenti penali, tra cui il 780/18 RGNR e 956/18 RGNR. Nell'atto di chiusura delle indagini preliminari emerge l'iscrizione nel registro degli indagati di dipendenti di Versalis SpA, Eni Rewind SpA ed Edison SpA nonché le predette società Versalis, Eni Rewind ed Edison ai sensi della responsabilità amministrativa ex D.Lgs. 231/2001. La Procura della Repubblica ipotizza, a seconda di alcune specifiche aree del SIN di Mantova, i reati di gestione di rifiuti non autorizzata, danneggiamento/inquinamento ambientale, omessa comunicazione agli Enti di contaminazione ambientale ed omessa bonifica. A seguito del deposito di memorie difensive, alcune posizioni soggettive sono state stralciate dal procedimento. La Procura della Repubblica ha formulato richiesta di rinvio a giudizio, non ancora notificata, in cui sono state sostanzialmente confermate le ipotesi di reato di cui all'atto di chiusura delle indagini.

(xvii) **Versalis SpA. Stabilimento di Brindisi torce di stabilimento e emissioni odorigene – Procedimento penale n. 6580/18 R.G. Mod. 44 contro ignoti.** In data 18 maggio 2018 il direttore dello stabilimento Versalis di Brindisi e altri due dipendenti sono stati convocati dai carabinieri del Noe al fine di rendere sommarie informazioni testimoniali in merito a due upset occorsi nel mese di aprile 2018 e che hanno comportato l'attivazione del sistema torce di stabilimento. La Società ha collaborato con l'Autorità giudiziaria per fornire le informazioni utili ad escludere che tali eventi possano aver avuto un impatto negativo e significativo sulla qualità dell'aria. Peraltro, la Società sta proseguendo con le attività di analisi sui dati disponibili nonché portando avanti alcuni progetti importanti per la minimizzazione di qualsiasi effetto pregiudizievole, anche solo visivo, del fenomeno del flaring con la realizzazione di un nuovo impianto della torcia a terra.

Alla fine del mese di maggio 2020 in concomitanza di una fermata programmata dello stabilimento Versalis, sono state rilevate delle concentrazioni anomale di benzene e toluene poste alla base di un'ordinanza con la quale il Sindaco di Brindisi ha disposto la fermata dell'impianto cracking. L'ordinanza è stata emessa senza che vi siano stati degli accertamenti tecnici sulla reale correlazione tra i picchi rilevati e le attività in corso presso lo stabilimento. Dopo una fitta interlocuzione con le autorità competenti, l'ordinanza è stata revocata. Pur tuttavia, la Procura della Repubblica ha acquisito informazioni e documenti, anche prodotti dalla stessa Società, sul tema posto alla base della predetta ordinanza sindacale al fine di verificare, anche sotto il profilo penale, eventuali nessi e responsabilità. Il procedimento al momento risulta ancora contro ignoti e non è possibile escludere che questa vicenda possa essere oggetto di un fascicolo separato che la Procura della Repubblica potrebbe aprire. La Società sta fornendo a tutte le Autorità locali competenti, compresa la Procura della Repubblica, tutte le informazioni e dati utili alla corretta ricostruzione dei fatti.

(xviii) **Eni SpA (R&M) Deposito di Civitavecchia – Procedimento penale inquinamento falda.**

Nel periodo in cui ha gestito il Deposito di Civitavecchia (2008-2018) Eni ha provveduto, in attesa dell'approvazione del piano di caratterizzazione, ad adottare tutta una serie di misure di messa in sicurezza delle acque sotterranee, in coordinamento con gli enti pubblici di controllo e a proseguire l'iter di bonifica fino a quando ha avuto la disponibilità del sito.

La Procura di Civitavecchia ha emesso avviso di conclusione delle indagini preliminari contestando, tra gli altri, all'ex capo deposito carburanti Eni di Civitavecchia, l'ipotesi di reato di inquinamento ambientale in relazione alla presunta non corretta gestione della barriera idraulica posta a presidio del sito e finalizzata alla messa in sicurezza d'emergenza della falda contaminata, nell'ambito del procedimento di bonifica in corso. Tale circostanza sarebbe stata segnalata dai funzionari dell'Arpa locale, ai quali nel corso degli anni è stato più volte fornito riscontro tecnico. Eni risulta indagata ai sensi del D.Lgs. 231/2001. Il PM ha formulato richiesta di rinvio a giudizio.

1.2 Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura civile o amministrativa

(i) **Eni Rewind SpA – Risarcimento danni per l'inquinamento da DDT del Lago Maggiore (Pieve Vergonte).** Nel maggio 2003 il Ministero dell'Ambiente ha citato in giudizio la controllata Eni Rewind chiedendo il risarcimento di un asserito danno ambientale attribuito alla gestione del sito di Pieve Vergonte nel periodo 1990-1996. Con la sentenza di primo grado del luglio 2008, il Tribunale Civile di Torino ha

condannato Eni Rewind al risarcimento del danno, quantificandolo in €1.833,5 milioni oltre agli interessi legali dalla data del deposito della sentenza. Eni Rewind ha appellato la predetta sentenza ritenendola fondata su motivazioni errate in fatto e in diritto e comunque assolutamente incongrua la quantificazione del danno, mancando elementi che potessero giustificare l'enorme ammontare della condanna rispetto alla modestia dell'inquinamento contestato dallo stesso Ministero. Nel corso del giudizio di appello il CTU ha convalidato le attività dei tavoli tecnici svolti dalla Società con gli enti tecnici nazionali e locali e ha ritenuto che (i) nessuna ulteriore misura di riparazione primaria debba essere realizzata; (ii) non vi è stato alcun impatto significativo e misurabile sui servizi e le risorse ecologiche che debba essere oggetto di riparazione compensativa o complementare: l'unico impatto registrabile riguarda la pesca, anche in ragione delle ordinanze di divieto che sono state emesse dagli enti locali, e tale impatto può essere ripristinato con le misure proposte da Eni Rewind per un valore complessivo di circa €7 milioni; (iii) esclude fermamente la necessità così come l'opportunità, sotto il profilo giuridico e scientifico, di una attività di dragaggio mentre conferma la correttezza, tecnico-scientifica, dell'approccio di Eni Rewind con MNR (monitoraggio del *natural recovery*) che stima in 20 anni. Nel marzo 2017 la Corte d'Appello, confermando la valutazione del CTU: (i) ha escluso l'applicazione del risarcimento per equivalente monetario (Art. 18 Legge 349/1986); (ii) ha annullato la precedente condanna di Eni Rewind a oltre €1,8 miliardi, e richiesto da parte di Eni Rewind l'esecuzione del Progetto Operativo di Bonifica (POB) per la parte relativa agli interventi sulle acque sotterranee, nonché alcune misure di riparazione compensativa. Il valore delle misure di riparazione individuate dalla Corte, quantificato per la sola ipotesi di mancata o imperfetta esecuzione da parte di Eni Rewind delle stesse, è stimato in circa €9,5 milioni. Si precisa che il POB è stato presentato da Eni Rewind approvato dagli Enti e già in corso di esecuzione (nonché coperto dai relativi fondi); (iii) ha respinto tutte le altre domande del Ministero (inclusa quella per danno non patrimoniale). Nell'aprile 2018 il Ministero dell'Ambiente ha notificato ricorso in Cassazione avverso la sentenza della Corte d'Appello. A seguito di ricorso in Cassazione da parte del Ministero dell'Ambiente, la Società si è costituita in giudizio. Dopo l'udienza in camera di consiglio a luglio 2020 ed un'altra pubblica a gennaio 2021, si resta in attesa della sentenza.

(ii) **Eni Rewind SpA – Versalis SpA – Eni SpA (R&M) – Rada di Augusta.** Con Conferenze dei Servizi del 2005 il Ministero dell'Ambiente ha prescritto alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Eni Rewind, Polimeri Europa (ora Versalis) ed Eni (R&M), di effettuare

interventi di messa in sicurezza di emergenza con rimozione dei sedimenti della Rada di Augusta a fronte dell'inquinamento ivi riscontrato, in particolare dovuto all'alta concentrazione di mercurio, genericamente ricondotto alle attività industriali esercitate nel polo petrolchimico. Le suddette società hanno impugnato a vario titolo gli atti del Ministero eccependo, in particolare, le modalità con le quali sono stati progettati gli interventi di risanamento e acquisite le caratterizzazioni della Rada. Ne sono sorti vari procedimenti amministrativi riuniti presso il TAR che, nell'ottobre 2012, ha accolto i ricorsi presentati dalle società presenti nel sito, in relazione alla rimozione di sedimenti della Rada e alla realizzazione del barrieramento fisico. Nel settembre 2017 il Ministero ha notificato a tutte le società coinsediate atto di diffida e messa in mora ad avviare gli interventi di bonifica e ripristino ambientale della Rada entro 90 giorni, fondando la sua richiesta su un asserito avvenuto accertamento della responsabilità proprio sulla base del provvedimento TAR del 2012. L'atto, che le società coinsediate hanno impugnato nel dicembre 2017, costituisce formale messa in mora ai fini dell'azione di danno ambientale. Nel giugno 2019 presso il Ministero dell'Ambiente è stato istituito un "Tavolo Tecnico permanente per la Bonifica della Rada di Augusta" all'esito del quale è stato reso pubblico il relativo verbale. Il verbale, richiamando la diffida del 2017, ha confermato la tesi degli Enti sulla responsabilità delle aziende coinsediate per la contaminazione della Rada ed ha affermato un inadempimento alla citata diffida da parte delle società, comunicato anche alla Procura della Repubblica. D'intesa con tutte le altre società coinvolte si è proceduto all'impugnativa di tale verbale e ad ulteriori paralleli approfondimenti tecnici interni a scopo difensivo. Anche all'esito di un incontro avvenuto con il Ministro presso il sito, Eni Rewind si è resa disponibile, con il Ministero dell'Ambiente, ad avviare un tavolo di confronto con il coinvolgimento di tutti i soggetti interessati e volto ad individuare eventuali misure opportune sui nuovi dati ambientali acquisiti da CNR/ISPRA nel corso del 2019 ferma restando la necessità che gli enti procedano alla corretta individuazione del soggetto responsabile della contaminazione rilevata. Parallelamente la Società ha sollecitato, conformemente alle previsioni normative del codice dell'ambiente, l'avvio dell'iter per individuare i soggetti responsabili dell'inquinamento e le rispettive quote di responsabilità, ai fini dell'implementazione del progetto di bonifica. Nel settembre 2020 la Società ha preso parte alla Conferenza di Servizi Istruttoria convocata dal Ministero dell'Ambiente sugli esiti degli approfondimenti tecnici svolti da CNR/ISPRA ed ha esposto, assieme ai propri consulenti, gli approfondimenti sullo stato ambientale della Rada e le proprie osservazioni alla Relazione ISPRA-CNR che porterebbero ad escludere qualunque coinvolgimento delle aziende del Gruppo nella contaminazione rilevata.

- (iii) **Eni SpA – Eni Rewind SpA – Raffineria di Gela SpA – Ricorso per accertamento tecnico preventivo.** Nel febbraio 2012 è stato notificato a Raffineria di Gela, Eni Rewind ed Eni un ricorso per accertamento tecnico preventivo ("ATP") da parte di genitori di bambini nati malformati a Gela tra il 1992 e il 2007, volto alla verifica dell'esistenza di un nesso di causalità tra le patologie malformative e lo stato di inquinamento delle matrici ambientali del Sito di Gela (inquinamento che sarebbe derivato dalla presenza e operatività degli impianti industriali della Raffineria di Gela e di Eni Rewind), nonché alla quantificazione dei danni asseritamente subiti e all'eventuale composizione conciliativa della lite. Il medesimo tema, peraltro, era stato oggetto di precedenti istruttorie, nell'ambito di differenti procedimenti penali, di cui una conclusasi senza accertamento di responsabilità a carico di Eni o sue controllate e una seconda tuttora pendente in fase di indagini preliminari. Dal dicembre 2015 sono stati notificati alle tre società interessate atti di citazione aventi ad oggetto complessivamente 30 casi di risarcimento danni in sede civile. Tali giudizi pendono nella fase dell'istruttoria. Nel maggio 2018 è stata emessa la prima sentenza di primo grado avente ad oggetto un solo caso. Il Giudice ha rigettato la domanda risarcitoria, riconoscendo la bontà e fondatezza delle argomentazioni difensive delle società convenute in ordine alla insussistenza di prove circa l'esistenza di un nesso di causa tra la patologia e il presunto inquinamento di origine industriale. La sentenza di primo grado è stata impugnata dalla controparte innanzi alla Corte d'Appello di Caltanissetta.
- (iv) **Eni Rewind SpA – Risarcimento del danno ambientale (Sito di Cengio).** Dal 2008 è pendente un procedimento presso il Tribunale di Genova attivato dal Ministero dell'Ambiente e dal Commissario delegato alla gestione dello stato di emergenza ambientale nel territorio del Comune di Cengio che hanno citato Eni Rewind perché venisse condannata al risarcimento del danno ambientale relativo al sito di Cengio. La pretesa ammonta a circa €250 milioni per il danno ambientale, oltre al danno sanitario da quantificarsi in sede di causa. La domanda è basata sulla censura di "inerzia" di Eni Rewind nel dare esecuzione agli interventi ambientali. Nel marzo 2019 il Ministero dell'Ambiente ha presentato a Eni Rewind una proposta di chiusura transattiva della causa. La Società ha risposto con una controproposta nel luglio 2019. Sono succeduti alcuni incontri in ottica conciliativa nei quali il CTU e il CTP del Ministero hanno dichiarato la proposta della Società in linea con la normativa. Nel settembre 2020, si è addivenuti alla formulazione di un testo di accordo condiviso tra le parti e ritenuto "definitivo" anche dai rappresentanti del Ministero. Il Ministero, tramite l'Avvocatura, in sede dell'udienza di febbraio 2021, ha dichiarato lo "stato avanzato" delle trattative determinando così un rinvio dell'udienza a giugno 2021.

In riferimento alla procedura di infrazione comunitaria sull'area A1 del sito di Cengio, il 3 luglio 2020 il Ministro dell'Ambiente ha dichiarato conclusa, dopo 11 anni, la procedura d'infrazione contro l'Italia per la mancata sottoposizione a VIA delle bonifiche nel sito industriale di Cengio. La posizione aziendale circa l'adeguatezza delle misure di intervento ambientale adottate si è pertanto ulteriormente consolidata.

A marzo 2021 la Commissione di Collaudo ha altresì rilasciato certificato di collaudo delle opere realizzate sui suoli con ciò ulteriormente rafforzando l'idoneità ripristinatoria delle misure realizzate dalla Società.

- (v) **Val d'Agri – Eni/Vibac.** A settembre 2019 è stato notificato un atto di citazione dinanzi al Tribunale di Potenza. Gli attori sono 80 persone, residenti in diversi comuni della Val d'Agri, i quali lamentano danni patrimoniali, non patrimoniali, danni biologici e morali, tutti derivanti dalla presenza di Eni sul territorio.

In particolare, nella citazione vengono richiamati in modo puntuale eventi che avrebbero generato impatti negativi sui cittadini e sul territorio, (quali es. lo *spill* del 2017, eventi torcia dal 2014, le emissioni odorigene e acustiche). Al Giudice adito si chiede di dichiarare la responsabilità di Eni per aver causato emissioni in atmosfera di sostanze inquinanti; si chiede altresì di ordinare l'interruzione delle attività inquinanti e subordinare la ripresa delle medesime all'avvenuta realizzazione di tutti gli interventi necessari ad eliminare le asserite situazioni di pericolo; infine, di condannare Eni al pagamento di tutti i danni patrimoniali e non, diretti ed indiretti, presenti e futuri nella misura che sarà quantificata in corso di causa. A esito della fase dibattimentale, il Giudice ha trasmesso alle parti proposta di definizione conciliativa ponendo un termine alle parti per valutare la stessa e per presentare ulteriori proposte in merito.

- (vi) **Eni SpA – Climate change.** Tra il 2017 e il 2018, presso le Corti dello Stato della California sono stati promossi, da parte di autorità governative locali e un'associazione di pescatori, sette contenziosi nei confronti di Eni SpA, di una controllata (Eni Oil & Gas Inc) e diverse altre compagnie petrolifere, finalizzati all'ottenimento del risarcimento dei danni riconducibili all'incremento del livello e della temperatura del mare nonché al dissesto del ciclo idrogeologico. Detti procedimenti, inizialmente promossi di fronte alle Corti Statali, sono stati successivamente trasferiti alle Corti Federali su impulso dei convenuti, i quali hanno depositato un'apposita istanza rilevando la carenza di giurisdizione delle Corti Statali. A seguito di un periodo di sospensione, il 26 maggio 2020 la corte competente (*9th Circuit Court*) ha stabilito il rinvio dei procedimenti alle Corti Statali. Il 9 luglio 2020 Eni Oil & Gas Inc ha sottoscritto, insieme ad altri convenuti, una *petition for rehearing en banc* per chiedere una revisione della decisione di rinvio alla *9th Circuit Court*.

La Corte ha rigettato la *petition for rehearing en banc* ma, su richiesta dei convenuti, ha concesso una sospensione dei procedimenti di 120 giorni (fino gennaio 2021) per consentire ai convenuti stessi di presentare una *cd. petition for certiorari* alla Corte Suprema degli Stati Uniti al fine di ottenere la revisione della decisione di rigetto della *petition for rehearing en banc*. A gennaio 2021 i convenuti hanno depositato la suddetta *petition for certiorari*; la Corte Suprema degli Stati Uniti si esprimerà sulla vicenda entro giugno 2021.

- (vii) **Eni Rewind/Provincia di Vicenza – Procedimento bonifica sito Trissino.** Il 7 maggio 2019 la Provincia di Vicenza ha imposto (con diffida) ad alcune persone fisiche e Società (MITENI in fallimento, Mitsubishi e ICI) di provvedere alla bonifica del sito di Trissino ove ha svolto la propria attività industriale la Società MITENI attiva nel settore della chimica. In tale sito, l'ARPA del Veneto ha rinvenuto, nel 2018, nelle acque sotterranee interne e circostanti al sito, la presenza in concentrazioni significative di PFOA e PFAS. Si tratta di sostanze chimiche, considerate altamente tossico-nocive e cancerogene, utilizzate per la produzione di polimeri, insetticidi, rivestimenti protettivi, schiume antincendio, vernici, ecc. Le analisi svolte dalla Provincia di Vicenza con il diretto coinvolgimento dell'Istituto Superiore di Sanità hanno rivelato la presenza di PFAS nel sangue di circa 53.000 persone dell'area. L'azione di analisi e monitoraggio sanitario da parte degli enti risulta destinato ad incrementare.

Tra i responsabili del potenziale inquinamento, la Provincia ha individuato anche un ex dipendente di Enichem Synthesis che ha ricoperto l'incarico di AD di MITENI tra il 1988 e il 1996, periodo in cui Enichem Synthesis (poi divenuta Syndial/Eni Rewind) ha detenuto il 51% del capitale sociale di MITENI (il restante 49% era detenuto da Mitsubishi che ha rilevato il resto delle quote nel 1996, con l'uscita di Enichem dalla società).

In una prima fase del procedimento amministrativo non vi sono stati riferimenti alla società Enichem Synthesis (ha riguardato solo il suo ex dipendente) e, d'intesa con le funzioni societarie competenti, si è quindi concentrata l'assistenza legale e la strategia difensiva supportando la persona fisica coinvolta. Infatti, dall'azione della Provincia sono scaturiti vari ricorsi al TAR nei quali Eni Rewind è stata chiamata in causa quale "successore" di Enichem per il periodo di gestione del sito quale socio di maggioranza di MITENI. Sulla base di ciò, a febbraio 2020, la Provincia ha esteso il procedimento anche a Eni Rewind la quale con memoria procedimentale ha illustrato alla Provincia le plurime ragioni – formali e sostanziali – che deponevano per la pronta archiviazione del procedimento avviato nei propri confronti.

Tuttavia, in data 5 ottobre 2020 la Provincia ha notificato una diffida ex Art. 245 del Codice dell'ambiente con cui

avrebbe individuato Eni Rewind quale ulteriore responsabile della potenziale contaminazione dello stabilimento di Trissino. In data 4 dicembre 2020 Eni Rewind ha impugnato la diffida con ricorso proposto davanti il TAR Veneto, in attesa di fissazione dell'udienza.

Eni Rewind è stata inoltre "invitata" a partecipare alle conferenze di servizi, ai tavoli tecnici e agli incontri che verranno indetti dagli Enti Pubblici in relazione agli interventi di bonifica del sito, ed ha già partecipato al primo tenutosi in data 23 dicembre 2020, senza con ciò prestare alcuna acquiescenza ai provvedimenti emanati dalla Provincia. Sono in corso gli accessi agli atti presso le autorità pubbliche finalizzati ad acquisire una conoscenza completa dei fatti e poter integrare le difese in tali procedimenti ma soprattutto al fine di svolgere un approfondimento trasversale sulla tematica dei PFAS (punto di attenzione primario da parte dell'ISPRA e dell'ISS), la Società ha istituito – d'intesa con la funzione Salute di Eni SpA – un Gruppo di Lavoro (GdL) che analizzi gli aspetti tecnico-ambientali, tossicologici e normativi e, prendendo le mosse dall'esperienza di Trissino, affronti la questione anche con approccio internazionale. Oltre a personale del gruppo Eni, fanno parte del GdL tre consulenti esterni competenti per le rispettive materie.

2. Procedimenti in materia di responsabilità penale/amministrativa di impresa

- (i) **OPL 245 Nigeria.** È pendente presso il Tribunale di Milano un procedimento penale avente ad oggetto un'ipotesi di corruzione internazionale per l'acquisizione nel 2011 del blocco esplorativo OPL 245 in Nigeria. Nel luglio 2014 la Procura ha notificato ad Eni SpA un'informazione di garanzia ai sensi del D.Lgs. 231/01 e una richiesta di consegna ex Art. 248 c.p.p. Il procedimento risulta avviato a seguito di un esposto presentato dalla ONG ReCommon e verte su presunte condotte corruttive che, secondo la Procura, si sarebbero verificate "in correlazione con la stipula del *Resolution Agreement* 29 aprile 2011 relativo alla cd. "*Oil Prospecting Licence*" del giacimento offshore individuato nel blocco 245 in Nigeria. Eni, assicurando la massima cooperazione con la magistratura, ha provveduto tempestivamente a consegnare la documentazione richiesta e ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informazione volontaria sul tema. A tal proposito si evidenzia che, come comunicato al mercato da Eni, in data 1° ottobre 2019 il Dipartimento di Giustizia americano (DoJ) ha concluso le proprie indagini ai sensi della normativa anticorruzione USA (FCPA), disponendo la chiusura del procedimento.

Nel luglio 2014, il Collegio Sindacale e l'Organismo di Vigilanza hanno deliberato il conferimento di un incarico congiunto a uno studio legale statunitense indipen-

dente, esperto in ambito anticorruzione affinché, previa informativa all'Autorità giudiziaria, fosse espletata una verifica indipendente di natura forense sulla vicenda. I legali statunitensi hanno in sintesi concluso che non sono emerse evidenze di condotte illecite da parte di Eni in relazione alla transazione con il Governo nigeriano del 2011 per l'acquisizione della licenza OPL 245 in Nigeria. Gli esiti di tale verifica sono stati messi a disposizione dell'Autorità giudiziaria.

Nel settembre 2014 la Procura di Milano ha notificato a Eni un "*restraint order*" di un giudice inglese che, a seguito di rogatoria richiesta da parte della Procura di Milano, ha disposto il sequestro di un conto bancario di terzi aperto presso una banca londinese. Poiché l'atto era stato notificato anche ad alcune persone fisiche, tra cui il CEO di Eni e l'allora *Chief Development, Operation & Technology Officer* di Eni e l'ex CEO di Eni, si era desunto che gli stessi fossero stati iscritti nel registro degli indagati presso la Procura di Milano. All'udienza del settembre 2014 presso la Corte di Londra, Eni e le due persone fisiche coinvolte hanno evidenziato la propria estraneità rispetto al conto corrente sequestrato. In esito all'udienza il sequestro è stato confermato.

Nel dicembre 2016 è stato notificato a Eni l'avviso di conclusione delle indagini preliminari con la richiesta di rinvio a giudizio formulata dalla Procura di Milano nei confronti, tra gli altri, dell'attuale CEO, dell'allora *Chief Development, Operation & Technology Officer*, di un altro *top manager* di Eni e dell'ex CEO di Eni, oltre che di Eni ai sensi del D.Lgs. 231/01.

A seguito della notifica dell'avviso di conclusione delle indagini preliminari è stato richiesto ai legali statunitensi indipendenti di accertare se i nuovi documenti resi disponibili dalla Procura di Milano potessero modificare le conclusioni delle verifiche condotte in precedenza. Agli stessi legali sono stati altresì resi disponibili i documenti depositati nel procedimento nigeriano più oltre descritto. I legali statunitensi hanno confermato le conclusioni delle precedenti verifiche.

Nel dicembre 2017 il Giudice per le indagini preliminari ha disposto il rinvio a giudizio di tutte le parti innanzi al Tribunale di Milano. Nel corso della prima udienza dibattimentale hanno chiesto di costituirsi parte civile la Repubblica Federale della Nigeria, nonché alcune ONG che erano già state estromesse dal Giudice dell'Udienza Preliminare. All'udienza del maggio 2018 ha chiesto di costituirsi parte civile anche l'associazione Asso Consum e il Tribunale ha rinviato all'udienza del giugno 2018 per affrontare tutte le questioni sulle richieste di costituzione di parte civile. In questa udienza il nuovo difensore nominato dal Governo Federale della Nigeria ha insistito per l'ammissione della costituzione di parte civile richiedendo, altresì, la citazione come responsabili civili di Eni e Shell.

All'udienza del luglio 2018, il Tribunale ha deciso sulle questioni relative alla costituzione di parte civile. Sono state estromesse tutte le ONG ed Asso Consum; è stata, inoltre, dichiarata inammissibile la richiesta di costituzione avanzata da un azionista di Eni. Pertanto, la Repubblica Federale della Nigeria è la sola parte civile ammessa dal Tribunale. In esito alla discussione delle parti, a fronte della richiesta di condanna per tutti gli imputati, persone fisiche e società, all'udienza del 17 marzo 2021 è stata pronunciata sentenza di assoluzione perché il fatto non sussiste per tutti gli imputati.

Nel gennaio 2017 la controllata Eni Nigerian Agip Exploration Ltd ("NAE") ha ricevuto copia di un provvedimento della *Federal High Court* di Abuja con il quale viene disposto su richiesta della *Economic and Financial Crime Commission* ("EFCC") un sequestro temporaneo ("Order") della licenza OPL 245, in pendenza del procedimento per asseriti reati di corruzione e riciclaggio di denaro in corso in Nigeria. Nel marzo 2017 la Corte nigeriana ha accolto il ricorso presentato da NAE e dal suo partner e ha revocato il provvedimento di sequestro. Successivamente Eni è venuta a conoscenza dell'avvenuto deposito delle contestazioni formulate da parte della EFCC e ne ha messo una copia a disposizione dei legali statunitensi incaricati della verifica indipendente di cui sopra. Questi ultimi hanno in sintesi concluso che le ulteriori verifiche da loro effettuate confermano le conclusioni delle precedenti, in base alle quali non è emersa alcuna evidenza di condotta illecita da parte di Eni in relazione all'acquisizione della licenza OPL 245 dal Governo nigeriano.

Nel novembre 2018 Eni SpA e le controllate NAE, NAOC ed AENR (nonché alcune società del gruppo Shell) hanno ricevuto notizia dell'intenzione della Repubblica Federale della Nigeria di promuovere un'azione civile presso le corti inglesi per ottenere il risarcimento del danno derivante dalla transazione con la quale la licenza OPL 245 fu assegnata a NAE e SNEPCO (affiliata Shell). Il mese successivo, Eni ha ottenuto copia della documentazione che attesta l'iscrizione a ruolo della causa, il 15 aprile le consociate nigeriane NAE, NAOC ed AENR hanno ricevuto formale notifica dell'avvio del procedimento, mentre l'analoga notifica è stata ricevuta da Eni SpA il 16 maggio 2019. Negli atti introduttivi del giudizio, la domanda è quantificata in 1,092 MUSD o altro valore che sarà stabilito nel corso del procedimento. La Repubblica Federale della Nigeria pone alla base della propria valutazione una stima di valore dell'asset di 3,5 BUSD. La quota di interessenza di Eni è pari al 50%. Si ricorda che la Nigeria è costituita parte civile nel procedimento a Milano e che pertanto la causa di cui sopra appare una duplicazione delle domande formulate a Milano contro le persone fisiche di Eni. In data 22 maggio 2020, il giudice ha accolto l'eccezione presentata da Eni e ha declinato la propria giurisdizione sul caso,

avendo riscontrato la litispendenza con il procedimento a Milano secondo i criteri previsti dal Regolamento (EU) No. 1215/2012. Il giudice ha anche negato al Governo nigeriano il permesso di appellare la decisione. Analogamente la Corte d'Appello ha respinto la domanda del Governo nigeriano di ricorrere contro la decisione rendendo così la stessa definitiva.

Il 20 gennaio 2020 alla consociata NAE è stato notificato l'avvio di un nuovo procedimento penale davanti la *Federal High Court* di Abuja. Il procedimento, prevalentemente incentrato sulle accuse a persone fisiche nigeriane (tra le quali il Ministro della Giustizia in carica nel 2011, all'epoca dei fatti contestati), coinvolge NAE e SNEPCO in quanto contitolari della licenza OPL 245, alla cui attribuzione nel 2011, nell'ipotesi accusatoria, sarebbero stati associati atti illeciti anche di natura corruttiva compiuti da dette persone fisiche, che NAE e SNEPCO avrebbero illecitamente favorito agevolando lo schema criminoso. L'inizio del processo, previsto per fine marzo 2020, è slittato per la chiusura degli uffici giudiziari in Nigeria a causa dell'emergenza COVID-19.

- (ii) **Indagine Congo.** Nel marzo 2017 la Guardia di Finanza ha notificato a Eni una richiesta di consegna di documenti ex Art. 248 c.p.p. da cui si rileva che è stato aperto presso la Procura di Milano un fascicolo nei confronti di ignoti. La richiesta è relativa, in particolare, agli accordi sottoscritti da Eni Congo negli anni 2013/2014/2015 con il Ministero degli Idrocarburi, volti ad attività di esplorazione, sviluppo e produzione su alcuni permessi e alle modalità con cui furono individuate le imprese con cui Eni è entrata in partnership. Nel luglio 2017 la Guardia di Finanza, su delega della Procura di Milano, ha notificato a Eni una nuova richiesta di documentazione ex Art. 248 c.p.p. e un'informazione di garanzia ai sensi del D.Lgs. 231/01 con riferimento al reato di corruzione internazionale. La richiesta fa espressamente seguito alla precedente richiesta di consegna di documenti del marzo 2017 e ha ad oggetto la verifica dei rapporti tra Eni e le sue controllate, dal 2012 ad oggi, con alcune società terze. Eni ha consegnato tutta la documentazione oggetto della richiesta e ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informazione volontaria sul tema. Nel gennaio 2018 la Procura ha richiesto la proroga del termine delle indagini preliminari per ulteriori sei mesi a far data dal 31 gennaio sino al 30 luglio 2018. Successivamente, nel luglio del 2018 la Procura ha richiesto una seconda proroga fino al 28 febbraio 2019. Nell'aprile 2018 la Procura di Milano ha notificato ad Eni un'ulteriore richiesta di documentazione e a un ex-dipendente, allora *Chief Development, Operation & Technology Officer*, un decreto di perquisizione dal quale lo stesso, insieme ad un altro dipendente Eni, risultava fra gli indagati.

Nell'ottobre 2018 l'Autorità giudiziaria ha eseguito il sequestro dell'account di posta elettronica di un dirigente Eni, già

direttore generale di Eni Congo nel periodo 2010-2013. Nel dicembre 2018 e successivamente nel maggio, nel settembre e dicembre 2019 sono state notificate a Eni provvedimenti di richiesta di documenti ex Art. 248 c.p.p. dalla Procura di Milano, aventi ad oggetto i rapporti economici intrattenuti da Eni e le sue controllate con alcune società. Tutta la documentazione richiesta è stata prodotta all'Autorità Giudiziaria.

Nel settembre 2019 la Società è stata informata della notifica al CEO di Eni SpA un decreto di perquisizione con contestuale informazione di garanzia per una presunta ipotesi di "Omessa comunicazione del conflitto d'interessi" ex art.2629 bis del Codice Civile, in relazione alla fornitura di servizi logistici e di trasporto ad alcune società controllate operanti in Africa, fra le quali in particolare Eni Congo SA, da parte di alcune società facenti capo alla Petroserve Holding BV nel periodo 2007-2018. La contestazione del reato si fonda sull'asserita riconducibilità al coniuge di una quota della proprietà di tale fornitore per una parte del periodo predetto. Nessuna delle forniture oggetto di indagine è mai stata deliberata dal Consiglio di Amministrazione di Eni SpA. Successivamente in data 15 giugno 2020 la Società è stata informata che è stata richiesta una proroga delle indagini relativamente a tale ipotesi fino al 21 dicembre 2020.

Nell'aprile 2018 il Collegio Sindacale, l'Organismo di Vigilanza e il Comitato Controllo e Rischi di Eni hanno deliberato il conferimento di un incarico congiunto ad uno studio legale indipendente e ad una società di consulenza professionale, esperti in ambito anticorruzione affinché, fosse espletata una verifica indipendente di natura forense sulla vicenda. I risultati di tali attività non hanno evidenziato circostanze di fatto idonee a rilevare un diretto coinvolgimento di Eni, né di suoi dipendenti o manager chiave nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura. Nel novembre 2019, a seguito della notifica degli ulteriori atti di indagine, il Collegio Sindacale, il Comitato Controllo e Rischi e l'Organismo di Vigilanza hanno affidato ai consulenti già incaricati nel 2018 un secondo incarico per rivedere le conclusioni raggiunte, alla luce della documentazione processuale resa disponibile a seguito della richiesta di riesame del provvedimento notificato al CEO nel settembre 2019. Il secondo rapporto dei consulenti consegnato nel luglio 2020 integra le conclusioni raggiunte dal primo, in particolare con riferimento alla: (i) ipotesi di verosimile riconducibilità al coniuge dell'Amministratore Delegato di una quota della proprietà del Gruppo Petroserve per alcuni anni quanto meno, a partire dal 2009 sino al 2012; (ii) assenza di riscontri idonei a smentire le dichiarazioni rese dal CEO circa la sua non conoscenza di eventuali interessi del coniuge nella proprietà del predetto Gruppo Petroserve; (iii) assenza di evidenza del fatto che l'attività dei summenzionati dipendenti coinvolti sia stata svolta nell'interesse di Eni.

In data 9 settembre 2020 è stato notificato ad Eni un decreto di fissazione di udienza in camera di consiglio a seguito di presentazione da parte della Procura di Milano di richiesta di applicazione di misura interdittiva ai sensi degli Artt. 45 e ss. Del D.Lgs. 231/2001, relativamente ad alcuni campi petroliferi in Congo. In particolare, in via principale viene richiesta l'interdizione dallo sfruttamento dei campi Djambala II, Foukanda II, Mwafi II, Kitina II, Marine VI Bis, Loango, Zatchi da parte di Eni per 2 anni ed in subordine viene richiesta la nomina di un commissario giudiziale deputato alla gestione dei summenzionati campi petroliferi. Il Giudice per le Indagini Preliminari, nel decreto di fissazione dell'udienza per il 21 settembre 2020, da atto che la sanzione amministrativa si sarebbe prescritta il 14 luglio 2020, considerato che i Pubblici Ministeri datano la commissione degli asseriti reati "fino al 14 luglio 2015", ma che nel caso di specie il termine di prescrizione dei cinque anni sarebbe stato sospeso dalla recente legislazione anti-COVID-19 fino al 16 settembre 2020. Il Giudice dava, altresì, atto della pendenza presso la Corte Costituzionale, questione di legittimità costituzionale della legislazione anti-COVID-19 suindicata, con particolare riferimento al principio di irretroattività di una norma di sfavore (ex Art. 25 comma 2 Cost.). Pertanto, l'udienza inizialmente fissata per il 21 settembre 2020, è stata dapprima rinviata al 10 dicembre 2020 in attesa della pronuncia della Corte Costituzionale e, successivamente una volta che la Corte si è pronunciata per la costituzionalità della norma, è stata rinviata al 17 febbraio 2021 anche per attendere il deposito delle motivazioni della sentenza.

L'udienza del 17 febbraio 2021 è stata rinviata al 25 marzo 2021, poiché, a seguito della riqualificazione del reato operata dalla Pubblica Accusa, da corruzione internazionale a induzione indebita a dare o promettere utilità, si è definita una ipotesi di applicazione della pena su richiesta delle parti (ex art. 444 c.p.p.). In data 15 marzo 2021 il Consiglio di Amministrazione di Eni SpA ha deliberato il conferimento di procura speciale in favore dei difensori di Eni SpA, responsabile amministrativo, per proporre istanza di applicazione di pena su richiesta delle parti.

L'importo della sanzione complessivamente concordata con la Procura è pari a 11,8 milioni di euro. All'udienza del 25 marzo 2021 il Giudice per le Indagini Preliminari ha accolto l'ipotesi di sanzione concordata e la Procura ha, inoltre, revocato la richiesta di misura interdittiva per Eni SpA.

3. Altri procedimenti in materia penale

- (i) **Eni SpA (R&M) – Procedimenti penali accise sui carburanti.** È pendente un procedimento penale innanzi alla Procura di Roma, avente ad oggetto la "presunta" evasione di accisa nell'ambito dell'attività di commercializzazione dei

carburanti nel mercato della rete. In particolare, la contestazione riguarda la presunta immissione in consumo da parte di Eni di prodotti petroliferi in quantitativi superiori rispetto a quelli assoggettati ad accisa. Tale procedimento (n. 7320/2014 RGNR) costituisce la riunione di tre distinti filoni di indagine: (i) un primo procedimento, avviato dalla Procura di Frosinone nei confronti di una società terza (Turriziani Petroli) acquirente di carburanti da Eni. Nell'ambito di tale indagine, estesa poi ad Eni, sono stati acquisiti presso quest'ultima dati e informazioni riguardanti l'assolvimento delle accise in relazione ai quantitativi di carburante esitati dalle tre basi dapprima oggetto d'indagine (Gaeta, Napoli e Livorno). Eni ha fornito la massima collaborazione possibile, consegnando tutta la documentazione richiesta; (ii) un secondo procedimento derivante da un filone di indagine presso la Procura di Prato, riguardante il deposito di Calenzano per sottrazione di carburante attraverso una manipolazione degli erogatori, successivamente esteso anche alla raffineria di Stagno (Livorno); (iii) un terzo procedimento, avviato dalla Procura di Roma, avente ad oggetto la presunta sottrazione di prodotto al pagamento delle accise in relazione alle eccedenze di prodotto allo scarico rispetto ai quantitativi indicati nei documenti fiscali di accompagnamento.

I tre filoni sono stati riuniti in un unico procedimento (n. 7320/14) e la Procura di Roma ha condotto un'articolata attività di indagine, ipotizzando la sussistenza di un'associazione a delinquere finalizzata alla sottrazione sistematica di prodotti petroliferi presso tutte le 22 basi di carico di Eni dislocate sul territorio nazionale.

Nel corso degli anni 2014 e 2015 sono state effettuate massicce attività di intercettazione telefonica e ambientale ed attività delegate di perquisizioni e sequestri su tutti depositi fiscali del circuito Eni sul territorio nazionale – per verificare l'esistenza di comportamenti fraudolenti finalizzati a manomettere i sistemi di misurazione dei carburanti movimentati presso i predetti depositi e funzionali agli adempimenti fiscali in materia di accise – e sono stati effettuati accertamenti tecnici su testate di erogazione carburanti. Nello stesso periodo, le indagini sono state estese ad un cospicuo numero di dipendenti ed ex dipendenti incluso il vertice dell'allora Divisione Refining & Marketing della Società.

Nel novembre 2017 è stato eseguito presso le raffinerie e i depositi di Eni in Italia un provvedimento di sequestro preventivo dei misuratori di prodotti petroliferi emesso dal Tribunale di Roma su richiesta della Procura. La Società, anche in considerazione delle conseguenze connesse al fermo totale delle attività di raffinazione e di rifornimento di carburanti, ha 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 dal-

la Società, parte terza non indagata. Eni ha sempre fornito la massima collaborazione all'Autorità giudiziaria.

Nel corso del 2018 nell'ambito del procedimento n. 7320/14 è stato notificato dalla Procura di Roma l'avviso agli indagati di conclusione delle indagini preliminari e successivamente è stata esercitata l'azione penale con fissazione dell'udienza preliminare. Per quanto di interesse di Eni, la richiesta di rinvio a giudizio della Procura di Roma ha riguardato gli allora responsabili di deposito di Calenzano, Pomezia, Napoli, Gaeta ed Ortona per le fattispecie di reato di sottrazione aggravata e continuata al pagamento delle accise e anche i direttori delle raffinerie di 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 stato contestato in capo al responsabile e a tre addetti di deposito, un'ipotesi di frode processuale.

Nel settembre 2018 è pervenuta ad Eni, in qualità di parte offesa, notifica dell'avviso di fissazione di udienza emesso dal Tribunale di Roma, in relazione alla contestazione di associazione a delinquere e altre contestazioni minori, nei confronti dei numerosi indagati – tra cui oltre 40 posizioni Eni – oggetto di un procedimento stralciato (proc. n. 22066/17 RGNR) dal principale, per le quali, nel maggio 2017, la Procura aveva richiesto l'archiviazione. All'esito dell'udienza, nel dicembre 2018 il Giudice ha accolto la richiesta di archiviazione per numerose posizioni, tra cui tredici posizioni Eni, mentre ha rigettato la richiesta, imponendo alla Procura di formulare l'imputazione nei termini e forme di legge per ventotto posizioni Eni (inclusi gli ex vertici dell'allora Divisione R&M) per il reato associativo.

Nel corso del 2019, per il procedimento principale (n. 7320/2014 RGNR), è stata svolta un'articolata fase di udienza preliminare dinnanzi al GUP del Tribunale di Roma il quale, all'esito delle discussioni, ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati dinanzi al Tribunale Monocratico di Roma per i reati in materia di accise, reato di falsità e frode processuale. Il dibattimento è in corso.

Nell'ambito del procedimento stralciato (proc. n. 22066/17 RGNR) la Procura ha, invece, formulato l'imputazione per associazione a delinquere imposta dal GIP ed è stata celebrata l'udienza preliminare dinnanzi al Tribunale di Roma. Nel dicembre 2019, conclusa la fase delle discussioni il GUP ha emesso sentenza di non luogo a procedere per tutti gli imputati, tra cui gli ex vertici della linea di business Refining & Marketing, perché il fatto non sussiste.

(ii) **Eni SpA – Procura della Repubblica di Milano – Proc. Pen. 12333/2017.** Nel febbraio 2018 è stato notificato un decreto di perquisizione e sequestro con riferimento alle ipotesi di reato associativo finalizzato alla calunnia ed alle false informazioni rese al Pubblico Ministero. Dal provvedimento risultano indagati, tra gli altri, un ex legale esterno di Eni e un ex dirigente di Eni, all'epoca dei fatti contestati diri-

gente strategico in diversi ruoli aziendali. Secondo quanto riportato nel decreto, l'associazione sarebbe finalizzata ad intralciare l'attività giudiziaria nei procedimenti penali di Milano che vedono coinvolta, tra gli altri, Eni ed alcuni dei suoi amministratori e dirigenti.

A seguito di quanto sopra, il Comitato Controllo e Rischi, sentito il Collegio Sindacale, ha convenuto, unitamente all'Organismo di Vigilanza, di affidare a un soggetto terzo indipendente lo svolgimento di un incarico per una verifica interna su documenti e fatti rilevanti rispetto alle vicende connesse con il citato procedimento, incluse analisi di tipo "forensic". L'incarico è stato conferito il 22 febbraio 2018 e, nella Relazione finale del 12 settembre 2018, presentata al Comitato Controllo e Rischi, all'Organismo di Vigilanza e al Collegio Sindacale, è riportato che dalle analisi svolte, e rispetto alle ipotesi formulate dalla Procura di Milano nel decreto, non emergerebbero evidenze fattuali circa il coinvolgimento del predetto ex dirigente di Eni nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura.

Nel contempo il 19 aprile 2018 il Consiglio di Amministrazione ha conferito incarico a due consulenti esterni, un penalista e un civilista, per ricevere una consulenza legale indipendente in relazione ai fatti oggetto di indagine. Gli esiti sono stati riportati in una relazione del 22 novembre 2018 che non ha evidenziato circostanze di fatto idonee di per sé a rilevare un diretto coinvolgimento di persone Eni nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura. La relazione è stata presentata al Consiglio di Amministrazione e al Collegio Sindacale di Eni, nonché trasmessa all'Organismo di Vigilanza di Eni.

Il 4 giugno 2018 la Consob ha chiesto a Eni e al suo Collegio Sindacale alcune informazioni relative al predetto procedimento, ai sensi dell'Art. 115, comma 1, del TUF. In particolare, alla Società sono stati richiesti elementi informativi circa l'incarico affidato al soggetto terzo indipendente, gli esiti dell'incarico stesso, nonché su ogni altra azione intrapresa da Eni e dai suoi organi sociali in relazione alla vicenda in questione. Per quanto riguarda il Collegio Sindacale, l'Autorità ha chiesto informazioni in merito allo scambio informativo intrattenuto con l'allora società di revisione sulla vicenda in esame e sul programma di lavoro dalla stessa svolto, nonché l'aggiornamento su ogni ulteriore iniziativa di vigilanza. La Società ha risposto alla richiesta di informazioni l'11 giugno 2018. Successivamente, ha integrato la propria risposta inviando ulteriore documentazione incluse la relazione finale del soggetto terzo indipendente e le relazioni dei consulenti del Consiglio di Amministrazione; il Collegio Sindacale ha periodicamente aggiornato la Consob delle diverse iniziative di vigilanza assunte con diverse comunicazioni, l'ultima delle quali il 25 luglio u.s. Per maggiori informazioni sull'attività di vigilanza del Collegio Sindacale e sui relativi esiti si veda la Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea convocata per l'approvazione della presente Relazione Finanziaria Annuale. Il 13 giugno

2018 è stata notificata a Eni una richiesta di consegna di documentazione ex Art. 248 c.p.p. Oggetto della richiesta erano i documenti inerenti all'audit interno e ad eventuali audit esterni relativi agli incarichi affidati all'ex legale esterno ad Eni, che risulta indagato nell'ambito del procedimento. Nell'ambito di questa richiesta sono state trasmesse alla Procura anche le relazioni del soggetto terzo indipendente e dei consulenti del Consiglio di Amministrazione. In data 9 maggio 2019 Eni si è formalmente dichiarata persona offesa nel procedimento in oggetto.

Nel maggio e giugno 2019, sempre nell'ambito del medesimo procedimento, la Procura di Milano ha notificato ad Eni ed a tre società controllate (ETS SpA, Versalis SpA, Ecofuel SpA) diverse richieste di documentazione ex Art. 248 c.p.p. Contestualmente il 23 maggio 2019 è stata notificata ad Eni un'informazione di garanzia con riferimento al reato 25 decies D.Lgs. 231/2001 per il reato di cui all'Art. 377 bis C.P. (induzione a non rendere dichiarazioni o a rendere dichiarazioni mendaci all'Autorità giudiziaria).

Oggetto delle predette richieste di documentazione erano in particolare i rapporti con due controparti commerciali, gli accessi presso gli uffici Eni di alcuni soggetti terzi, anche per conto di una delle predette controparti, la casella di posta elettronica di alcuni dipendenti ed ex dipendenti, la documentazione relativa ai rapporti intrattenuti con l'ex legale esterno indagato nel procedimento e quella relativa all'interruzione di tali rapporti, i report dell'internal audit ed i verbali degli organi societari che si sono occupati di valutare tali rapporti. A seguito degli audit interni, la Società ha provveduto a denunciare per truffa, in data 21 giugno 2019, un dipendente di ETS precedentemente licenziato in data 28 maggio 2019 ed ha altresì presentato un esposto all'Autorità giudiziaria per accertare la sussistenza degli estremi per il concorso in truffa di altri soggetti esterni a Eni. In data 14 agosto la Guardia di Finanza ha inviato ad Eni una nuova richiesta di informazioni, avente ad oggetto i rapporti economici intercorsi tra le società del Gruppo Eni ed un professionista esterno. Alla richiesta è stato dato immediato riscontro.

Successivamente, nel novembre 2019 è stata notificata una richiesta di proroga delle indagini preliminari. Per quanto riguarda Eni, vi è stata la richiesta la proroga delle indagini per il reato di cui all'Art. 25 decies del D.Lgs. 231/2001 fino al maggio 2020. Inoltre, risultano indagati per diverse ipotesi di reato un ex dirigente dell'ufficio legale, l'ex Chief Upstream Officer di Eni ed un ex dipendente di Eni, licenziato nel 2013. Per quanto riguarda le posizioni dei terzi, risultano delle nuove iscrizioni nel registro degli indagati, tra cui due ex legali esterni. In data 23 gennaio 2020 è stato notificato un decreto di perquisizione, con contestuale informazione di garanzia, al Chief Services & Stakeholder Relations Officer, al Senior Vice President Security e ad un dirigente dell'ufficio legale.

A seguito delle richieste di riesame del predetto decreto, il

materiale depositato dalla Procura è stato reso disponibile alla Società che ne ha chiesto l'esame al consulente già autore della relazione del 12 settembre 2018.

Successivamente nel giugno, luglio e settembre 2020 la Procura di Milano ha notificato ad Eni ulteriori diverse richieste di documentazione ex Art. 248 c.p.p. aventi ad oggetto, in particolare, gli esiti delle verifiche svolte dall'internal audit a seguito di una segnalazione anonima relativa ad un evento di ospitalità del 2017, alcuni chiarimenti in merito alla gestione di una fattura emessa da uno studio legale esterno, il report dell'internal audit sui rapporti economici con una controparte commerciale, evidenze di impegni lavorativi del Chief Services & Stakeholder Relations Officer relativi ad alcune date temporali del 2014 e del 2016 e la documentazione inerente il licenziamento di un ex dipendente di Eni. Tutta la documentazione richiesta è stata nel tempo prodotta all'Autorità giudiziaria.

In data 9 novembre 2020 la Società è stata informata della notifica al CEO di Eni di un avviso di accertamenti tecnici irripetibili, con contestuale informazione di garanzia finalizzata a consentire la partecipazione, tramite proprio consulente, alle operazioni di analisi del contenuto di un dispositivo telefonico sequestrato ad un ex dipendente di Eni.

- (iii) **Eni SpA – Procura della Repubblica di Milano – Abuso di informazioni privilegiate.** Nel marzo 2019 è stata notificata all'ex Chief Upstream Officer di Eni una richiesta di proroga di indagini preliminari (precedentemente non note) condotte dalla Procura di Milano, in relazione ad un'ipotesi di violazione dell'Art. 184 del D.Lgs. 58/1998 (Testo unico delle disposizioni in materia di intermediazione finanziaria – "TUF"; abuso di informazioni privilegiate) che si presume commessa nel periodo tra il 1° novembre e il 1° dicembre 2016. L'ipotesi non risulta meglio specificata nell'atto notificato. Il procedimento è confluito nel giudizio RG12333/17 di cui al paragrafo che precede.

4. Contenziosi fiscali

- (i) **Contestazione per omesso pagamento dell'imposta municipale unica (IMU) relativamente ad alcune piattaforme petrolifere localizzate nelle acque territoriali.** Sono in essere contenziosi fiscali con alcuni enti locali italiani la cui materia del contendere è l'assoggettabilità ad IMU delle piattaforme petrolifere localizzate nel mare territoriale nel periodo 2016-2019. Dal 2016 il quadro normativo di tale imposta è stato modificato per effetto della Legge n. 208/2015 che ha escluso dalla base imponibile dell'imposta gli impianti funzionali allo specifico processo produttivo, mentre con successiva risoluzione n. 3 del 1° giugno 2016 il Dipartimento delle finanze ha riconosciuto alle piattaforme petrolifere la qualificazione di impianti e conseguentemente l'esclusione dalla base

imponibile disposta dalla legge predetta. Sulla base di tale interpretazione Eni non ha versato alcuna IMU per gli anni 2016-2019. Tuttavia, la pronuncia del Dipartimento delle finanze non è vincolante per gli enti locali cui compete il potere impositivo riconosciuto dalla stessa Corte di Cassazione e alcuni di questi hanno notificato avvisi di accertamento per le annualità 2016-2019. Contro tali avvisi la Società ha presentato ricorso. Nonostante Eni ritenga che le piattaforme petrolifere ubicate nel mare territoriale debbano essere escluse dalla base imponibile dell'IMU in base all'interpretazione della legge alla luce della risoluzione del Dipartimento delle finanze, valutati i rischi di soccombenza nei contenziosi pendenti è stato deciso di eseguire un accantonamento al fondo rischi, il cui ammontare esclude l'importo delle sanzioni poiché l'operato di Eni ha fatto affidamento sulla risoluzione amministrativa, nonché ha tenuto conto dell'abbattimento della base imponibile che esclude la "componente impiantistica" come previsto dal dettato della norma. Il contenzioso prosegue.

Il D.L. 124/2019 (convertito con Legge 157/2019) ha istituito, a decorrere dal 2020, l'imposta immobiliare sulle piattaforme marine (IMPi) in sostituzione di ogni altra imposizione immobiliare locale ordinaria sugli stessi manufatti. Tale norma ha quindi sancito, a partire dal 2020, la sussistenza del presupposto impositivo su tali manufatti.

5. Procedimenti chiusi

- (i) **EniPower SpA.** Nel 2004 la magistratura ha avviato indagini sugli appalti stipulati dalla controllata EniPower, nonché sulle forniture di altre imprese alla stessa EniPower. Da dette indagini è emerso il pagamento illecito di somme di denaro da aziende fornitrici di EniPower stessa a un suo dirigente, che è stato licenziato. A EniPower (committente) e a Snamprogetti SpA (oggi Saipem SpA) (appaltatore dei servizi di ingegneria e di approvvigionamento) sono state notificate informazioni di garanzia ai sensi della disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche ex D.Lgs. 231/01. Nell'agosto 2007 la Procura ha chiesto lo stralcio, tra gli altri, delle Società EniPower e Snamprogetti per la successiva archiviazione. Il procedimento pertanto è proseguito a carico di ex dipendenti delle predette Società, nonché nei confronti di dipendenti e dirigenti di alcune società fornitrici e delle stesse ai sensi del D.Lgs. 231/01. Eni, EniPower e Snamprogetti si sono costituite parte civile. Nel settembre 2011 il Tribunale di Milano ha condannato 9 imputati per i reati loro ascritti, oltre al risarcimento dei danni in solido tra loro e alla rifusione delle spese processuali sostenute dalle parti civili, ha dichiarato prescritti i reati contestati a 7 imputati, rappresentanti di alcune società coinvolte e ha pronunciato l'assoluzione per altri 15 imputati. Con riferimento agli enti

imputati ai sensi del D.Lgs. 231/01, il Giudice ha dichiarato 7 società responsabili degli illeciti amministrativi loro ascritti, applicando la sanzione amministrativa pecuniaria e la corrispondente confisca, ma ha escluso la costituzione di parte civile di Eni, EniPower e Saipem nei confronti degli enti imputati, così mutando la decisione assunta all'inizio del dibattimento, verosimilmente a seguito della sentenza della Corte di Cassazione che ha statuito l'illegittimità della costituzione di parte civile nei confronti degli enti imputati ai sensi del D.Lgs. 231/01. Le parti condannate hanno proposto appello e nell'ottobre 2013 la Corte d'Appello di Milano ha confermato la decisione di primo grado, riformandola parzialmente solo con riferimento ad alcune persone fisiche per le quali è stato dichiarato di non doversi procedere per intervenuta prescrizione. La Cassazione ha annullato la sentenza della Corte d'Appello rimandando ad altra sezione, che ha nuovamente confermato la sentenza di primo grado, ferme restando le statuizioni della precedente sentenza di appello non oggetto di annullamento, in cui può includersi, ragionevolmente, la dichiarazione di prescrizione dei reati. Sono state depositate le motivazioni della sentenza, dalle quali risulta confermato l'impianto definito dai precedenti gradi di giudizio. È stato presentato ricorso per Cassazione esclusivamente per le statuizioni civili. La Corte di Cassazione, per quanto di interesse, ha rigettato i ricorsi e confermato la sentenza di appello. A seguito di tale pronuncia della Cassazione, il procedimento penale, per quanto di interesse, può considerarsi concluso.

- (ii) **Eni Rewind SpA – Disastro ambientale Ferrandina.** Nel gennaio 2018 la Procura di Matera ha aperto un procedimento penale a carico del Program Manager Sud della Eni Rewind per i reati di gestione illecita di rifiuti e disastro innominato in relazione a fatti connessi alle attività di bonifica del sito di Ferrandina/Pisticci. La contestazione concerne un presunto sversamento di liquidi contaminati nel sottosuolo e poi nel fiume Basento a causa della rottura di una tubazione di collegamento interrata che doveva portare gli stessi all'impianto di trattamento gestito dalla Società Tecnoparco. Nei confronti dell'indagato, è stata formulata la richiesta di rinvio a giudizio. L'udienza preliminare si è conclusa in data 15 ottobre 2019 con la pronuncia da parte del GUP di sentenza di non luogo a procedere nei confronti dell'imputato Eni Rewind per non aver commesso il fatto. La sentenza è passata in giudicato.
- (iii) **Algeria.** In data 15 gennaio 2020 la II sezione penale della Corte d'Appello di Milano ha confermato la sentenza di assoluzione di primo grado nei confronti degli ex manager Eni, dichiarando l'appello proposto dal Pubblico Ministero inammissibile nei confronti della Società. In data 12 giugno 2020 la Procura Generale ha presentato ricorso per Cassazione per la sola parte della vicenda relativa a Sai-

pem, non impugnando espressamente i capi e i punti della sentenza relativi alla cd. "Vicenda Eni – FCP".

La Corte di Cassazione ha respinto il ricorso presentato dalla Procura Generale di Milano avverso la sentenza di assoluzione di secondo grado pronunciata nei confronti di Saipem, dei suoi ex manager e degli imputati terzi.

A seguito degli sviluppi delle indagini in Italia già alla fine del 2012, Eni ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. Facendo seguito a tale comunicazione informale, la SEC e il DoJ hanno avviato indagini, nel corso delle quali è stata prodotta numerosa documentazione da parte di Eni, inclusi gli esiti delle verifiche interne sopra indicate, in risposta a richieste sia formali che informali.

Il Dipartimento di Giustizia americano (DoJ) ha concluso le proprie indagini ai sensi della normativa anticorruzione USA (FCPA), disponendo la chiusura del procedimento come comunicato al mercato in data 1° ottobre 2019. Successivamente, nell'aprile 2020, Eni ha concluso con una transazione che non comporta ammissione di responsabilità relativamente all'indagine della Securities and Exchange Commission statunitense (SEC) sulle attività algerine della ex controllata di minoranza Eni, Saipem SpA. L'accordo prevedeva il pagamento di \$19,75 milioni (effettuato nel mese di aprile 2020) che rappresenta la parte di competenza Eni dei benefici fiscali ottenuti da Saipem in relazione ai costi sostenuti dalla Saipem risultati indeducibili oltre una somma a titolo di interessi risarcitori pari a \$4,75 milioni.

- (iv) **Eni Rewind SpA e Versalis SpA - Comune di Melilli.** Nel maggio 2014 è stato notificato a Eni Rewind e Versalis un atto di citazione in giudizio da parte del Comune di Melilli per asserito danno ambientale connesso, a suo dire, ad attività di gestione e smaltimento illecito di rifiuti e discarica abusiva. In particolare, l'atto inquadra la responsabilità di Eni Rewind e Versalis nel loro ruolo di produttore dei rifiuti e committente in quanto, nell'ambito dei procedimenti penali sorti negli anni 2001/2003 intorno al cd. caso Mare Rosso, sarebbe stata accertata la provenienza di rifiuti pericolosi (in particolare rifiuti con alte concentrazioni di mercurio e traversine ferroviarie dismesse) dai siti industriali di Priolo e Gela. Tali rifiuti sarebbero stati smaltiti illegittimamente presso una discarica non autorizzata di proprietà di un terzo (a circa 2 km dall'abitato di Melilli). La pretesa ammonta a €500 milioni, richiesta in via solidale alle due società del Gruppo e alla società gestore della discarica. Con sentenza pubblicata nel giugno 2017, il Giudice ha accolto tutte le istanze difensive di Eni Rewind SpA e Versalis SpA ritenendo le richieste del Comune inammissibili per carenza di legittimazione attiva e comunque infondate o non provate. Nell'aprile 2018 l'appello proposto dal Comune è stato respinto. A luglio 2020 si è tenuta l'adunanza camerale del ricorso per Cassazione. Il Giudice ha confermato l'esito dei

precedenti gradi di giudizio, disponendo solo la condanna della Società al pagamento delle spese processuali a cui la Società ha prontamente provveduto.

Attività in concessione

Eni opera in regime di concessione prevalentemente nel settore Exploration & Production e nella linea di business Refining & Marketing. Nel settore Exploration & Production le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le concessioni minerarie, le licenze e i permessi sono assegnati dal titolare del diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. In forza dell'assegnazione della concessione mineraria, Eni sostiene i rischi e i costi connessi all'attività di esplorazione, sviluppo e i costi operativi e ha diritto alle produzioni realizzate. A fronte delle concessioni minerarie ricevute Eni, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, corrisponde delle royalties ed è tenuta al pagamento delle imposte sul reddito derivante dallo sfruttamento della concessione. Nei Production Sharing Agreement e nei contratti di service il diritto sulle produzioni realizzate è determinato dagli accordi contrattuali con le compagnie petrolifere di Stato concessionarie, che stabiliscono le modalità di rimborso sotto forma di diritto sulle produzioni, dei costi sostenuti per le attività di esplorazione, sviluppo e dei costi operativi (cost oil) e la quota di spettanza a titolo di remunerazione (profit oil). Nella linea di business Refining & Marketing alcune stazioni di servizio e altri beni accessori al servizio di vendita insistono su aree autostradali concesse a seguito di una gara pubblica in sub-concessione dalle società concessionarie autostradali per l'erogazione del servizio di distribuzione di prodotti petroliferi e lo svolgimento delle attività accessorie. A fronte dell'affidamento dei servizi sopra indicati, Eni corrisponde alle società autostradali royalties fisse e variabili calcolate in funzione dei quantitativi venduti. Al termine delle concessioni è generalmente prevista la devoluzione gratuita dei beni immobili non rimovibili.

Regolamentazione in materia ambientale

I rischi connessi all'impatto delle attività Eni sull'ambiente, sulla salute e sulla sicurezza sono descritti nei Fattori di rischio e di incertezza – Rischio operation e connessi rischi in materia di HS&E della Relazione sulla gestione. In futuro, Eni sosterrà costi di ammontare significativo per adempiere gli obblighi previsti dalle norme in materia di salute, sicurezza

e ambiente, nonché per il ripristino ambientale, la bonifica e messa in sicurezza di aree in precedenza adibite a produzioni industriali e siti dismessi. In particolare, per quanto riguarda il rischio ambientale, Eni attualmente non ritiene che vi saranno effetti negativi sul bilancio consolidato in aggiunta ai fondi stanziati e tenuto conto degli interventi già effettuati e delle polizze assicurative stipulate. Tuttavia non può essere escluso con certezza il rischio che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del Decreto Legislativo n. 152/2006; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente (es. Legge 68/2015 sugli Ecoreati e Direttiva UE 2015/2193 sugli impianti di combustione medi); (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Emission trading

A partire dal 2013 in Europa ha preso il via la terza fase del sistema di scambio di quote (EU-ETS), durante la quale lo strumento principale di assegnazione dei permessi di emissione alle installazioni è rappresentato dalla vendita all'asta, in luogo dell'assegnazione gratuita basata sulle emissioni storiche. Per il periodo 2013-2020 l'assegnazione gratuita dei permessi avviene utilizzando parametri di riferimento europei specifici per ogni settore industriale (cd. benchmark), ad eccezione del settore termoelettrico, per il quale non sono più previste assegnazioni gratuite. Tale contesto regolatorio determina per gli impianti Eni soggetti ad Emissions Trading l'assegnazione di un quantitativo di permessi di emissione generalmente inferiore rispetto alle emissioni registrate nell'anno di riferimento, con la necessità di acquistare le quote necessarie ai fini di compliance tramite l'approvvigionamento sul mercato delle emissioni. Nell'esercizio 2020, le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, superiori rispetto ai permessi assegnati. A fronte di 17,32 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 6,84 milioni di tonnellate di permessi di emissione, facendo registrare un deficit di 10,48 milioni di tonnellate. L'intero deficit è stato compensato tramite l'approvvigionamento dei permessi mancanti sul mercato delle emissioni.

28 RICAVI

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Eni gas e luce, Power & Renewables	Corporate e Altre attività	Totale
2020						
Ricavi della gestione caratteristica	6.359	5.362	24.937	7.135	194	43.987
Ricavi per prodotti e servizi venduti:						
Ricavi per:						
- Vendita greggi	1.969		9.024			10.993
- Vendita prodotti petroliferi	517		11.852			12.369
- Vendita gas naturale e GNL	3.505	5.000	20	2.741		11.266
- Vendita prodotti petrolchimici			3.277		19	3.296
- Vendita altri prodotti	113	(2)	36	2.366	2	2.515
- Servizi	255	364	728	2.028	173	3.548
	6.359	5.362	24.937	7.135	194	43.987
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:						
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	5.896	5.239	24.639	7.135	78	42.987
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	463	123	298		116	1.000
2019						
Ricavi della gestione caratteristica	10.499	9.230	41.976	7.972	204	69.881
Ricavi per prodotti e servizi venduti:						
Ricavi per:						
- Vendita greggi	3.505		17.361			20.866
- Vendita prodotti petroliferi	1.189		19.615			20.804
- Vendita gas naturale e GNL	5.454	8.881	214	3.373		17.922
- Vendita prodotti petrolchimici			4.088		22	4.110
- Vendita altri prodotti	68		16	2.503	6	2.593
- Servizi	283	349	682	2.096	176	3.586
	10.499	9.230	41.976	7.972	204	69.881
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:						
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	9.946	9.117	41.727	7.972	86	68.848
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	553	113	249		118	1.033
2018						
Ricavi della gestione caratteristica	9.943	11.931	46.088	7.684	176	75.822
Ricavi per prodotti e servizi venduti:						
Ricavi per:						
- Vendita greggi	3.982		18.471			22.453
- Vendita prodotti petroliferi	1.133		21.266			22.399
- Vendita gas naturale e GNL	4.554	11.575	166	3.347		19.642
- Vendita prodotti petrolchimici			5.539		35	5.574
- Vendita altri prodotti	27	1	20	2.362	11	2.421
- Servizi	247	355	626	1.975	130	3.333
	9.943	11.931	46.088	7.684	176	75.822
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:						
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	9.676	11.801	46.029	7.684	106	75.296
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	267	130	59		70	526

(€ milioni)	2020	2019	2018
Ricavi rilevati a fronte di passività con la clientela esistenti all'inizio dell'esercizio	818	747	342
Ricavi rilevati a fronte di performance obligation soddisfatte o parzialmente soddisfatte in esercizi precedenti		10	11

I ricavi della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica dove sono riportati i ricavi degli esercizi 2019 e 2018 riesposti

a seguito del ridisegno della macrostruttura organizzativa di Eni avvenuta nel 2020.

I ricavi della gestione caratteristica verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

ALTRI RICAVI E PROVENTI

(€ milioni)	2020	2019	2018
Plusvalenze da vendite di attività materiali, immateriali e rami d'azienda	10	152	454
Altri proventi	950	1.008	662
	960	1.160	1.116

Gli altri proventi comprendono €357 milioni (€368 milioni nel 2019) relativi al recupero della quota dei costi del diritto di utilizzo dei beni in leasing di competenza dei partner delle joint

operation non incorporate operate da Eni.

Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

29 COSTI

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

(€ milioni)	2020	2019	2018
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	21.432	36.272	41.125
Costi per servizi	9.710	11.589	10.625
Costi per godimento di beni di terzi	876	1.478	1.820
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	349	858	1.120
Altri oneri	1.317	879	1.130
	33.684	51.076	55.820
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(128)	(197)	(192)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(5)	(5)	(6)
	33.551	50.874	55.622

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi, comprendono costi geologici e geofisici dell'attività esplorativa che ammontano a €196 milioni (€275 milioni e €287 milioni rispettivamente nel 2019 e nel 2018). L'esercizio 2018 comprendeva canoni per contratti di leasing operativo per €872 milioni.

I costi di ricerca e sviluppo privi dei requisiti per la rilevazione nell'attivo patrimoniale ammontano a €157 milioni (€194 milioni e €197 milioni rispettivamente nel 2019 e nel 2018).

I costi per godimento di beni di terzi comprendono royalties su diritti di estrazione di idrocarburi per €673 milioni (€1.183 milioni e €1.043 milioni rispettivamente nel 2019 e nel 2018).

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli uti-

lizzi per esuberanza riguardano l'utilizzo netto al fondo rischi ambientali di €15 milioni (accantonamenti netti di €329 milioni e €266 milioni rispettivamente nel 2019 e nel 2018) e l'accantonamento netto al fondo rischi per contenziosi di €76 milioni (accantonamenti netti di €60 milioni e di €101 milioni rispettivamente nel 2019 e nel 2018). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 20 - Fondi per rischi e oneri. Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza sono analizzati per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

Le informazioni relative ai leasing sono indicate alla nota n. 12 - Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

COSTO LAVORO

(€ milioni)	2020	2019	2018
Salari e stipendi	2.193	2.417	2.409
Oneri sociali	458	449	448
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti	102	85	220
Altri costi	239	213	170
	2.992	3.164	3.247
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(118)	(152)	(142)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(11)	(16)	(12)
	2.863	2.996	3.093

Gli altri costi comprendono oneri per esodi agevolati per €105 milioni (€45 milioni e €37 milioni rispettivamente nel 2019 e nel 2018) e oneri per programmi a contributi definiti per €96 milioni (€99 milioni e €95 milioni rispettivamente nel 2019 e nel 2018).

Gli oneri per programmi a benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 21 - Fondi per benefici ai dipendenti.

I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

NUMERO MEDIO DEI DIPENDENTI

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	2020		2019		2018	
	Controllate	Joint operation	Controllate	Joint operation	Controllate	Joint operation
Dirigenti	993	17	1.014	16	999	17
Quadri	9.280	73	9.267	77	9.095	84
Impiegati	15.995	349	15.945	361	16.220	361
Operai	4.780	287	4.910	287	5.259	283
	31.048	726	31.136	741	31.573	745

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo.

Il numero medio dei dirigenti comprende i manager assunti e

operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

PIANI DI INCENTIVAZIONE DEI DIRIGENTI CON AZIONI ENI

L'Assemblea nelle sedute del 13 aprile 2017 e del 13 maggio 2020 ha approvato i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 e 2020-2022, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione dei Piani e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2017-2019 e di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022. I Piani di Incentivazione di Lungo Termine prevedono tre attribuzioni di azioni ordinarie ciascuno (rispettivamente, negli anni 2017, 2018 e 2019 e negli anni 2020, 2021 e 2022) e sono destinati all'Amministratore Delegato di Eni e ai dirigenti di Eni e delle sue società controllate rientranti nell'ambito delle "risorse manageriali critiche per il business", individuate tra coloro che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o che sono di interesse strategico,

compresi i dirigenti con responsabilità strategiche. I Piani prevedono l'assegnazione di azioni Eni a titolo gratuito ai beneficiari al termine di un periodo di vesting triennale a condizione che gli stessi siano rimasti in servizio. Coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione, ai sensi delle disposizioni dei principi contabili internazionali, il costo dei piani è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni da assegnare al termine del vesting period; il costo è rilevato pro-rata temporis lungo il vesting period. Con riferimento al Piano 2017-2019, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 50%, dall'andamento del Total Shareholder Return (TSR) del titolo Eni, rapportato al TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, confrontato con quello registrato da un gruppo di competitors di Eni ("Peer Group")³¹ rapportato anch'esso con

il TSR delle rispettive borse valori di riferimento³²; e (ii) per il 50%, dalla variazione percentuale annuale del Net Present Value (NPV) delle riserve certe confrontata con l'analoga variazione di ciascuna società del Peer Group. Con riferimento al Piano 2020-2022, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 25%, da un obiettivo di mercato di tipo relativo connesso al Total Shareholder Return (TSR) triennale misurato dalla differenza, nel triennio, tra il TSR del Titolo Eni e il TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, corretto per l'indice di correlazione di Eni, confrontata con le analoghe differenze registrate per ciascuna società di un gruppo di competitors di Eni ("Peer Group"); (ii) per il 20% da un obiettivo industriale di tipo relativo misurato in termini di valore unitario annuale (\$/boe) del Net Present Value delle riserve certe (NPV), confrontato con gli analoghi valori registrati per le società del Peer Group, con risultato finale pari alla media dei risultati annuali nel triennio; (iii) per il 20% da un obiettivo economico/finanziario di tipo assoluto misurato dal Free Cash Flow organico (FCF) cumulato nel triennio di riferimento, consuntivato rispetto all'omologo valore cumulato previsto nei primi 3 anni del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance. La consuntivazione del FCF viene effettuata al netto degli effetti delle variabili esogene, in applicazione di una metodologia di analisi degli scostamenti predeterminata e approvata dal Comitato Remunerazione, allo scopo di valorizzare l'effettiva performance aziendale derivante dall'azione del management; (iv) per la restante parte (35%) da un obiettivo di sostenibilità ambientale e transizione energetica articolato in tre obiettivi triennali di tipo assoluto e precisamente: (a) per il 15% da un obiettivo di decarbonizzazione misurato dal valore consuntivato a fine triennio dell'Intensità delle Emissioni di GHG (tCO₂eq./kboe) relative alla produzione upstream, rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (b) per il 10% da un obiettivo di transizione energetica misurato a fine triennio in termini di Megawatt di capacità installata di generazione elettrica da fonti rinnovabili rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (c) per il 10% da un obiettivo di economia circolare misurato in termini di stato avanzamento

a fine triennio di tre progetti rilevanti nell'ambito dei biocarburanti rispetto allo stato avanzamento previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance.

In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni che saranno offerte a titolo gratuito dopo tre anni dall'attribuzione potrà essere compreso tra lo 0% e il 180% del numero delle azioni attribuite inizialmente; il 50% delle azioni che saranno effettivamente assegnate a ciascun beneficiario in servizio sarà sottoposto ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per un anno dalla data di assegnazione.

Alla grant date sono state attribuite complessivamente da parte di Eni: (i) nel 2020, n. 2.922.749 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 4,67 euro per azione; (ii) nel 2019, n. 1.759.273 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 9,88 euro per azione; (iii) nel 2018, n. 1.517.975 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 11,73 euro per azione.

La determinazione del fair value è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dai piani (con riferimento al Piano 2017-2019, metodo stocastico per la componente del piano afferente al TSR e modello Black-Scholes per la componente afferente al NPV delle riserve; con riferimento al Piano 2020-2022 metodo stocastico) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (tra €5,885 e €8,303 a seconda della grant date per l'attribuzione 2020; €13,714 per l'attribuzione 2019; €14,246 per l'attribuzione 2018), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (tra 7,0% e 10,0% per l'attribuzione 2020, 6,1% per l'attribuzione 2019 e 5,8% per l'attribuzione 2018 del prezzo dell'azione alla data di attribuzione), considerando la volatilità del titolo (tra 41% e 44% per l'attribuzione 2020; 19% per l'attribuzione 2019; 20% per l'attribuzione 2018), le previsioni relative all'andamento dei parametri di performance, nonché il minor valore attribuibile alle azioni caratterizzate dal vincolo di cedibilità al termine del vesting period (cd lock-up period).

I costi relativi ai Piani di Incentivazione di Lungo Termine, rilevati come componente del costo lavoro, ammontano a €7 milioni (€9 milioni e €5 milioni rispettivamente nel 2019 e 2018) con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

COMPENSI SPETTANTI AL KEY MANAGEMENT PERSONNEL

I compensi, incluso i contributi e gli oneri accessori, spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della

pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i dirigenti con responsabilità

(31) Il Peer Group è composto dalle seguenti società: Apache, BP, Chevron, ConocoPhillips, Equinor, ExxonMobil, Marathon Oil, Occidental, Royal Dutch Shell e Total.

(32) La condizione di performance connessa con il TSR ai sensi dei principi contabili internazionali rappresenta una cd market condition.

strategica (cd. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio si analizzano come segue:

(€ milioni)	2020	2019	2018
Salari e stipendi	30	28	27
Benefici successivi al rapporto di lavoro	2	2	2
Altri benefici a lungo termine	12	12	10
Indennità per cessazione del rapporto di lavoro	21	12	
	65	54	39

COMPENSI SPETTANTI AGLI AMMINISTRATORI E AI SINDACI DI ENI SPA

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €7,54 milioni, €9,2 milioni e €9,6 milioni rispettivamente per gli esercizi 2020, 2019 e 2018. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a €0,571 milioni, €0,613 milioni e €0,604 milioni, rispettivamente per gli esercizi 2020, 2019 e 2018. I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra som-

ma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco in Eni SpA e in altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per Eni, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

30 PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

(€ milioni)	2020	2019	2018
Proventi (oneri) finanziari			
Proventi finanziari	3.531	3.087	3.967
Oneri finanziari	(4.958)	(4.079)	(4.663)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	31	127	32
Strumenti finanziari derivati	351	(14)	(307)
	(1.045)	(879)	(971)

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2020	2019	2018
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto			
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(517)	(618)	(565)
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	31	127	32
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(102)	(122)	(120)
- Interessi passivi su passività per beni in leasing	(347)	(378)	
- Interessi attivi verso banche	10	21	18
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	12	8	8
	(913)	(962)	(627)
Differenze attive (passive) di cambio	(460)	250	341
Strumenti finanziari derivati	351	(14)	(307)
Altri proventi (oneri) finanziari			
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	97	112	132
- Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	73	93	52
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(190)	(255)	(249)
- Altri proventi (oneri) finanziari	(3)	(103)	(313)
	(23)	(153)	(378)
	(1.045)	(879)	(971)

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi per rischi e oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

Le informazioni relative ai leasing sono indicate alla nota n. 12
 - Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.
 Gli strumenti finanziari derivati sono analizzati alla nota n.

23 - Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.
 I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

31 PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

EFFETTO VALUTAZIONE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 15 - Partecipazioni.

L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto è analizzato per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

ALTRI PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2020	2019	2018
Dividendi	150	247	231
Plusvalenze (minusvalenze) nette da vendita		19	22
Altri proventi (oneri) netti	(75)	15	910
	75	281	1.163

I dividendi si riferiscono essenzialmente alla Nigeria LNG Ltd per €113 milioni e alla Saudi European Petrochemical Co 'IBN ZAHRA' per €28 milioni (rispettivamente €186 milioni e €46 milioni nel 2019 e €187 milioni e €35 milioni nel 2018).

Gli altri proventi netti del 2018 comprendevano la plusvalenza di

€889 milioni derivante dalla business combination tra Eni Norge AS e Point Resources AS con la costituzione della joint venture Vår Energi AS determinata dalla differenza tra il valore d'iscrizione della partecipazione corrispondente al fair value dei net assets combinati e il valore di libro dei net assets ceduti.

32 IMPOSTE SUL REDDITO

(€ milioni)	2020	2019	2018
Imposte correnti:			
- imprese italiane	199	347	301
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	1.517	4.729	4.906
- altre imprese estere	84	152	163
	1.800	5.228	5.370
Imposte differite e anticipate nette:			
- imprese italiane	672	599	130
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	73	(172)	497
- altre imprese estere	105	(64)	(27)
	850	363	600
	2.650	5.591	5.970

Le imposte correnti relative alle imprese italiane riguardano imposte estere per €169 milioni.

La riconciliazione tra l'onere fiscale teorico determinato appli-

cando l'aliquota fiscale Ires vigente in Italia del 24% (stesso valore nel 2019 e nel 2018) e l'onere fiscale effettivo è il seguente:

(€ milioni)	2020	2019	2018
Utile (perdita) ante imposte	(5.978)	5.746	10.107
Aliquota fiscale teorica (Ires) (%)	24,0	24,0	24,0
Imposte teoriche	(1.435)	1.379	2.426
Variazioni in aumento (diminuzione):			
- effetto maggiore tassazione delle imprese estere	1.980	2.934	3.096
- effetto delle svalutazioni delle attività per imposte anticipate	1.785	938	261
- effetto imposte estere di società italiane	108	105	46
- effetto Irap delle società italiane	107	25	50
- effetto tassazione dividendi infragruppo	96	65	47
- effetti fiscali relativi ad esercizi precedenti	(30)	147	(24)
- altre motivazioni	39	(2)	68
	4.085	4.212	3.544
Imposte effettive	2.650	5.591	5.970

La maggiore tassazione delle imprese estere riguarda il settore Exploration & Production per €1.777 milioni (rispettivamente, €2.934 milioni e €3.014 milioni nel 2019 e 2018).

Nel 2020 il Gruppo rileva oneri d'imposta nonostante una perdita ante imposte di €5.978 milioni. Questo è dovuto agli impatti della crisi economica indotta dal COVID-19 sulla domanda de-

gli idrocarburi e alla conseguente revisione dei prezzi di lungo termine e dei cash flow futuri delle attività di Eni. Le minori proiezioni di redditi imponibili futuri hanno avuto due ricadute: la svalutazione delle attività per imposte anticipate iscritte all'attivo di bilancio e il mancato stanziamento del recupero fiscale associato con le perdite gestionali dell'esercizio.

33 UTILE (PERDITA) PER AZIONE

L'utile (perdita) per azione semplice è determinato dividendo l'utile (perdita) dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie.

L'utile (perdita) per azione diluito è determinato dividendo l'utile (perdita) dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero

delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse. Al 31 dicembre 2020 le azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione riguardano le azioni assegnate a fronte dei piani ILT azionario 2017-2019 e 2020-2022.

La riconciliazione del numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzato per la determinazione dell'utile (perdita) per azione semplice e diluito è di seguito indicata:

	2020	2019	2018
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile (perdita) semplice	3.572.549.651	3.592.249.603	3.601.140.133
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani ILT azionario	6.465.718	2.251.406	2.782.584
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile (perdita) diluito	3.579.015.369	3.594.501.009	3.603.922.717
Utile (perdita) netto di competenza Eni (€ milioni)	(8.635)	148	4.126
Utile (perdita) per azione semplice (ammontari in € per azione)	(2,42)	0,04	1,15
Utile (perdita) per azione diluito (ammontari in € per azione)	(2,42)	0,04	1,15

34 ESPLORAZIONE E VALUTAZIONE DI RISORSE OIL & GAS

I valori rilevati in bilancio in merito all'attività di esplorazione e valutazione di risorse minerarie, relative al settore Exploration & Production, sono di seguito indicati:

(€ milioni)	2020	2019	2018
Ricavi relativi all'attività di esplorazione e valutazione		34	17
Costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico:			
- write-off di costi di esplorazione ed appraisal	314	214	93
- costi per prospezioni geologiche e geofisiche	196	275	287
Totale costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico	510	489	380
Attività immateriali: diritti e potenziale esplorativo	888	1.031	1.081
Attività materiali: attività di esplorazione ed appraisal	1.341	1.563	1.267
Totale attività materiali e immateriali	2.229	2.594	2.348
Fondo abbandono e ripristino siti relativo all'attività di esplorazione e valutazione	93	109	77
Investimenti esplorativi (flusso di cassa da attività d'investimento)	283	586	463
Costi per prospezioni geologiche e geofisiche (flusso di cassa da attività operativa)	196	275	287
Totale effort esplorativo	479	861	750

35 INFORMAZIONE PER SETTORE DI ATTIVITÀ E PER AREA GEOGRAFICA

INFORMAZIONI PER SETTORE DI ATTIVITÀ

Con efficacia 1° luglio 2020 il management ha ridisegnato la macrostruttura organizzativa di Eni in coerenza con la nuova strategia di lungo termine annunciata al mercato nel febbraio 2020, finalizzata a trasformare la compagnia in un leader nella produzione e vendita di prodotti energetici decarbonizzati.

La nuova struttura organizzativa è imperniata su due Direzioni Generali:

- La Direzione Generale Natural Resources con il compito di valorizzare il portafoglio upstream Oil & Gas riducendone l'impronta carbonica attraverso una forte azione di efficienza energetica e l'espansione della componente gas con la responsabilità della commercializzazione all'ingrosso. Inoltre, comprende lo sviluppo dei progetti di cattura e compensazione delle emissioni di CO₂. Nella Direzione confluiscono le attività di esplorazione, sviluppo e produzione Oil & Gas, la commercializzazione del gas all'ingrosso via gasdotto e GNL, i progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e di stoccaggio della CO₂. La società Eni Rewind (Ambiente), nel suo assetto corrente, rientra nel perimetro della Direzione Generale.
- La Direzione Generale Energy Evolution con il compito di promuovere l'evoluzione dei business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio e blue. Le responsabilità della Direzione comprendono le azioni di crescita della generazione elettrica rinnovabile e del biometano, il coordinamento dell'evoluzione bio e circolare del sistema di raffinazione e della chimica e lo sviluppo del portafoglio retail di Eni fornendo prodotti sempre più decarbonizzati per la mobilità, il consumo domestico e delle piccole imprese. Nella Direzione confluiscono i business della generazione di energia elettrica da gas e da fonti rinnovabili, della Raffinazione, della Chimica, del Retail Gas & Power e del Marketing per la mobilità. Le società Versalis (Chimica) ed Eni gas e luce, nel loro assetto corrente, rientrano nel perimetro della Direzione.

Dal punto di vista delle informazioni finanziarie per settore di attività "segment information", il management ha considerato che i processi decisionali di allocazione delle risorse e la valutazione delle performance finanziarie/industriali da parte del CEO e continueranno a essere svolte ad un livello di maggiore disaggregazione rispetto alle DG, avuto riguardo cioè alle linee di business che confluiscono nelle due DG. Pertanto, nel rispetto delle disposizioni del principio contabile IFRS 8 che regola l'informativa per settore di attività, la nuova segment information di Eni, confermando in buona sostanza l'impo-

stazione preesistente, al 31 dicembre 2020 è articolata nei seguenti reportable segment:

Exploration & Production: attività di ricerca, sviluppo e produzione di petrolio, condensati e gas naturale, comprende i progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e di cattura e stoccaggio della CO₂.

Global Gas & LNG Portfolio (GGP): attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso via gasdotto, trasporto internazionale, acquisto e commercializzazione di GNL. Comprende le attività di trading gas per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini commerciali, sia di ottimizzazione del portafoglio di asset gas.

Refining & Marketing e Chimica: attività di supply, lavorazione, distribuzione e marketing di carburanti e prodotti chimici. I risultati del business Chimica sono stati aggregati con quelli della Refining & Marketing in un unico reportable segment, poiché questi due segmenti operativi presentano ritorni economici simili. Comprende le attività di trading oil e prodotti con finalità di eseguire sul mercato le transazioni di bilanciamento del supply e di stabilizzazione/copertura dei margini commerciali.

Eni gas e luce, Power & Renewables: attività di vendita al dettaglio di gas, elettricità e servizi connessi e attività di produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica da impianti termoelettrici e rinnovabili. Comprende le attività di trading di certificati di emissione di CO₂ e di vendita a termine dell'energia elettrica nell'ottica di copertura/ottimizzazione dei margini.

Corporate e Altre attività: comprende le principali funzioni di supporto al business, in particolare le attività di holding, tesoreria accentrata, IT, risorse umane, servizi immobiliari, attività assicurative captive, ricerca e sviluppo, nuove tecnologie, digitalizzazione del business e l'attività di bonifica ambientale svolta dalla controllata Eni Rewind.

Le principali informazioni finanziarie dei segmenti operativi oggetto di reporting al CEO (cioè il Chief Operating Decision Maker, ex IFRS 8) sono: i ricavi, l'utile operativo e le attività e passività direttamente attribuibili.

Come previsto dai Principi contabili internazionali in tema di segment information, in caso di riorganizzazioni dei settori di attività i comparative periods sono oggetto di restatement per consentire un confronto omogeneo.

Di seguito le principali informazioni finanziarie dei segmenti operativi oggetto di reporting al CEO "riesposte" per l'esercizio 2019 e per l'esercizio 2018.

Informazioni pubblicate nel 2019:

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
(€ milioni)						
2019						
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	23.572	50.015	23.334	1.681		
a dedurre: ricavi infrasettori	(13.073)	(11.855)	(2.317)	(1.476)		
Ricavi da terzi	10.499	38.160	21.017	205		69.881
Risultato operativo	7.417	699	(854)	(710)	(120)	6.432
Attività direttamente attribuibili ^(a)	68.915	9.176	12.336	1.860	(492)	91.795
Passività direttamente attribuibili ^(a)	20.164	7.852	4.599	3.927	(141)	36.401
2018						
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	25.744	55.690	25.216	1.589		
a dedurre: ricavi infrasettori	(15.801)	(12.581)	(2.622)	(1.413)		
Ricavi da terzi	9.943	43.109	22.594	176		75.822
Risultato operativo	10.214	629	(380)	(691)	211	9.983
Attività direttamente attribuibili ^(a)	63.051	9.989	11.692	1.171	(420)	85.483
Passività direttamente attribuibili ^(a)	18.110	8.314	4.319	4.072	(275)	34.540

(a) Comprendono le attività/passività connesse al risultato operativo.

Informazioni riesposte:

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Eni gas e luce, Power & Renewables	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
(€ milioni)							
2019							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	23.572	11.779	42.360	8.448	1.676		
a dedurre: ricavi infrasettori	(13.073)	(2.549)	(384)	(476)	(1.472)		
Ricavi da terzi	10.499	9.230	41.976	7.972	204		69.881
Risultato operativo	7.417	431	(682)	74	(688)	(120)	6.432
Attività direttamente attribuibili ^(a)	68.915	4.092	13.569	4.068	1.643	(492)	91.795
Passività direttamente attribuibili ^(a)	20.164	3.836	6.272	2.380	3.890	(141)	36.401
2018							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	25.744	14.807	46.483	8.218	1.588		
a dedurre: ricavi infrasettori	(15.801)	(2.876)	(395)	(534)	(1.412)		
Ricavi da terzi	9.943	11.931	46.088	7.684	176		75.822
Risultato operativo	10.214	387	(501)	340	(668)	211	9.983
Attività direttamente attribuibili ^(a)	63.051	4.642	13.099	4.008	1.103	(420)	85.483
Passività direttamente attribuibili ^(a)	18.110	4.089	6.201	2.364	4.051	(275)	34.540

(a) Comprendono le attività/passività connesse al risultato operativo.

Le informazioni per settore di attività sono le seguenti:

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Eni gas e luce, Power & Renewables	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
2020							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	13.590	7.051	25.340	7.536	1.559		
a dedurre: ricavi infrasettori	(7.231)	(1.689)	(403)	(401)	(1.365)		
Ricavi da terzi	6.359	5.362	24.937	7.135	194		43.987
Risultato operativo	(610)	(332)	(2.463)	660	(563)	33	(3.275)
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	98	64	118	(2)	26	45	349
Ammortamenti	(6.273)	(125)	(575)	(217)	(146)	32	(7.304)
Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(2.170)	(2)	(1.605)	(56)	(22)		(3.855)
Riprese di valore di attività materiali e immateriali	282		334	55	1		672
Radiazioni	(322)			(7)			(329)
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(980)	(15)	(363)	6	(381)		(1.733)
Attività direttamente attribuibili ^(a)	59.439	4.020	10.716	4.387	1.444	(402)	79.604
Attività non direttamente attribuibili ^(b)							30.044
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.680	259	2.605	217	988		6.749
Passività direttamente attribuibili ^(a)	17.501	3.785	5.460	2.426	3.316	(83)	32.405
Passività non direttamente attribuibili ^(b)							39.750
Investimenti in attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo prepagato di beni in leasing	3.472	11	771	293	107	(10)	4.644
2019							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	23.572	11.779	42.360	8.448	1.676		
a dedurre: ricavi infrasettori	(13.073)	(2.549)	(384)	(476)	(1.472)		
Ricavi da terzi	10.499	9.230	41.976	7.972	204		69.881
Risultato operativo	7.417	431	(682)	74	(688)	(120)	6.432
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	97	234	276	(5)	307	(51)	858
Ammortamenti	(7.060)	(124)	(620)	(190)	(144)	32	(8.106)
Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(1.347)		(1.127)	(83)	(13)		(2.570)
Riprese di valore di attività materiali e immateriali	130	5	205	41	1		382
Radiazioni	(292)		(6)	(1)	(1)		(300)
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	7	(21)	(63)	10	(21)		(88)
Attività direttamente attribuibili ^(a)	68.915	4.092	13.569	4.068	1.643	(492)	91.795
Attività non direttamente attribuibili ^(b)							31.645
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	4.108	346	3.107	141	1.333		9.035
Passività direttamente attribuibili ^(a)	20.164	3.836	6.272	2.380	3.890	(141)	36.401
Passività non direttamente attribuibili ^(b)							39.139
Investimenti in attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo prepagato di beni in leasing	6.996	15	933	357	89	(14)	8.376
2018							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	25.744	14.807	46.483	8.218	1.588		
a dedurre: ricavi infrasettori	(15.801)	(2.876)	(395)	(534)	(1.412)		
Ricavi da terzi	9.943	11.931	46.088	7.684	176		75.822
Risultato operativo	10.214	387	(501)	340	(668)	211	9.983
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	235	53	274		579	(21)	1.120
Ammortamenti	(6.152)	(226)	(399)	(182)	(59)	30	(6.988)
Svalutazioni di attività materiali e immateriali	(1.025)	(6)	(193)	(50)	(18)		(1.292)
Riprese di valore di attività materiali e immateriali	299	79		48			426
Radiazioni	(97)	(1)	(2)				(100)
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	158	(2)	(67)	11	(168)		(68)
Attività direttamente attribuibili ^(a)	63.051	4.642	13.099	4.008	1.103	(420)	85.483
Attività non direttamente attribuibili ^(b)							32.890
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	4.972	355	275	139	1.303		7.044
Passività direttamente attribuibili ^(a)	18.110	4.089	6.201	2.364	4.051	(275)	34.540
Passività non direttamente attribuibili ^(b)							32.760
Investimenti in attività materiali e immateriali	7.901	26	877	238	94	(17)	9.119

(a) Comprendono le attività/passività connesse al risultato operativo.

(b) Comprendono le attività/passività non connesse al risultato operativo.

INFORMAZIONI PER AREA GEOGRAFICA

Attività direttamente attribuibili e investimenti per area geografica di localizzazione

(€ milioni)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree	Totale
2020								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	17.228	4.159	3.174	4.485	16.360	33.341	857	79.604
Investimenti in attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo prepagato di beni in leasing	1.198	152	119	441	1.267	1.443	24	4.644
2019								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	19.346	7.237	1.151	5.230	17.898	40.021	912	91.795
Investimenti in attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo prepagato di beni in leasing	1.402	306	9	1.017	1.685	3.902	55	8.376
2018								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	18.646	7.086	1.031	4.546	16.910	36.155	1.109	85.483
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.424	267	538	534	1.782	4.533	41	9.119

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi della gestione caratteristica per area geografica di destinazione

(€ milioni)	2020	2019	2018
Italia	14.717	23.312	25.279
Resto dell'Unione Europea	9.508	18.567	20.408
Resto dell'Europa	8.191	6.931	7.052
Americhe	2.426	3.842	5.051
Asia	4.182	8.102	9.585
Africa	4.842	8.998	8.246
Altre aree	121	129	201
	43.987	69.881	75.822

A seguito dell'uscita del Regno Unito dall'Unione Europea avvenuta nel 2020, i ricavi nel Regno Unito dell'esercizio 2020 di €4.410 milioni sono compresi nell'area geografica Resto

dell'Europa mentre quelli dell'esercizio 2019 di €6.856 milioni e dell'esercizio 2018 di €6.268 milioni sono compresi nell'area geografica Unione Europea.

36 RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente:

- (a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le joint venture, con le imprese collegate e altre società escluse dall'area di consolidamento;
- (b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;
- (c) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con società correlate a Eni SpA per il tramite di alcuni componenti del Consiglio di Amministrazione. La maggior parte di tali operazioni sono esenti dall'applicazione della normativa interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e Operazioni con Parti Correlate", emanata in attuazione della regolamentazione Consob, poiché si tratta di operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o standard,

- ovvero poiché al di sotto della soglia di esiguità prevista dalla procedura stessa. Le uniche operazioni non esenti, esaminate e valutate positivamente in applicazione della procedura, con riferimento all'interesse della Società e alla convenienza e correttezza delle relative condizioni, riguardano: (i) la revisione di un contratto per servizi connessi ad infrastrutture di rete con Vodafone Italia SpA; (ii) il rinnovo di un contratto per lo sviluppo di contenuti editoriali per la rivista World Energy con l'Istituto Affari Internazionali. Entrambe le controparti sono correlate a Eni SpA per il tramite di due componenti del Consiglio di Amministrazione;
- (d) i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (i) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di

solidarietà sociale e umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica; (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte della ordinaria gestione.

Le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2020" che si considera parte integrante delle presenti note.

RAPPORTI COMMERCIALI E DIVERSI

Denominazione (€ milioni)	31.12.2020			2020		
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate						
Agiba Petroleum Co	6	52			201	
Angola LNG Supply Services Llc			165			
Coral FLNG SA	6		1.079	49		
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA		13			52	
Gruppo Saipem	87	254	509	18	350	
Karachaganak Petroleum Operating BV	25	141			816	
Mellitah Oil & Gas BV	54	250		2	156	
Petrobrel Belayim Petroleum Co	65	467			556	
Società Oleodotti Meridionali SpA	3	399		20	15	
Société Centrale Electrique du Congo SA	48			57		
Unión Fenosa Gas SA	11	4	57	9		(3)
Vår Energi AS	39	190	456	85	1.126	(118)
Altre ^(*)	72	24	1	66	167	
	416	1.794	2.267	306	3.439	(121)
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Eni BTC Ltd			165			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	112	1	1	11		
Altre	5	23	10	4	9	
	117	24	176	15	9	
	533	1.818	2.443	321	3.448	(121)
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel	104	165		51	551	86
Gruppo Italgas	1	177		3	714	
Gruppo Snam	189	211		45	1.012	
Gruppo Terna	46	62		152	225	8
GSE - Gestore Servizi Energetici	52	37		586	309	40
Altre ^(*)	8	49		20	63	
	400	701		857	2.874	134
Altri soggetti correlati	1	4		2	53	
Groupement Sonatrach – Agip «GSA» e Organe Joint des Opérations «OC SH/FCP»	87	52		19	262	
Totale	1.021	2.575	2.443	1.199	6.637	13

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

31.12.2019				2019			
Denominazione	(€ milioni)	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate							
Agiba Petroleum Co		3	71			229	
Angola LNG Supply Services Llc				181			
Coral FLNG SA		15		1.168	71		
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA			13			53	
Gruppo Saipem		75	227	510	27	503	
Karachaganak Petroleum Operating BV		33	198		1	1.134	
Mellitah Oil & Gas BV		57	171		3	365	
Petrobel Belayim Petroleum Co		50	1.130		7	1.590	
Unión Fenosa Gas SA		8	1	57	1	6	63
Vår Energi AS		32	143	482	63	1.481	(64)
Altre(*)		106	29	1	112	87	
		379	1.983	2.399	285	5.448	(1)
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Eni BTC Ltd				180			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)		101	1	3	14		
Altre		5	25	14	6	18	
		106	26	197	20	18	
		485	2.009	2.596	305	5.466	(1)
Imprese controllate dallo Stato							
Gruppo Enel		185	284		105	602	(8)
Gruppo Italgas		3	154		1	677	
Gruppo Snam		278	229		71	1.208	
Gruppo Terna		40	45		171	223	17
GSE - Gestore Servizi Energetici		26	24		549	468	11
Altre		10	19		12	35	
		542	755		909	3.213	20
Altri soggetti correlati		2	3		5	37	
Groupement Sonatrach – Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»		75	74		33	457	
Totale		1.104	2.841	2.596	1.252	9.173	19

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

31.12.2018				2018			
Denominazione	(€ milioni)	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate							
Agiba Petroleum Co		1	96			156	
Angola LNG Supply Services Llc				177			
Coral FLNG SA		14		1.147	62		
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA		1	18			51	
Gruppo Saipem		75	171	793	30	420	
Karachaganak Petroleum Operating BV		27	134		1	998	
Mellitah Oil & Gas BV		1	268		1	502	
Petrobel Belayim Petroleum Co		56	2.029		7	2.282	
Unión Fenosa Gas SA		4	7	57	123		37
Vår Energi AS		13	100	218			
Altre ^(*)		44	25		111	104	(26)
		236	2.848	2.392	335	4.513	11
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Eni BTC Ltd				177			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)		87	1	5	11		
Altre		6	23	14	7	13	
		93	24	196	18	13	
		329	2.872	2.588	353	4.526	11
Imprese controllate dallo Stato							
Gruppo Enel		134	151		118	514	227
Gruppo Italgas		5	146		23	667	
Gruppo Snam		237	289		109	1.184	(1)
Gruppo Terna		26	47		150	231	8
GSE - Gestore Servizi Energetici		67	85		555	588	74
Altre		25	18		45	34	
		494	736		1.000	3.218	308
Altri soggetti correlati		1	2		4	32	
Groupement Sonatrach – Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»		40	140		34	229	
Totale		864	3.750	2.588	1.391	8.005	319

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e le controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- la quota di competenza Eni dei costi sostenuti nello sviluppo di giacimenti petroliferi dalle Società Agiba Petroleum Co, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belayim Petroleum Co, Groupement Sonatrach - Agip «GSA», Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP» e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi da parte di Eni Trading & Shipping SpA; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- la garanzia rilasciata nell'interesse della Società Angola LNG Supply Services Llc a copertura degli impegni relativi al pagamento delle fee di rigassificazione;
- la fornitura di servizi specialistici upstream e la garanzia rilasciata pro-quota nell'interesse della Società Coral FLNG SA a beneficio del Consorzio TJS a fronte degli obblighi contrattuali assunti con l'assegnazione del contratto EPCIC per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas (maggiori informazioni sono riportati alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi);

- l'acquisizione di servizi di trasporto e servizi di distribuzione dalla Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA;
- la fornitura di servizi di ingegneria, di costruzione e di perforazione da parte del gruppo Saipem prevalentemente al settore Exploration & Production e le garanzie residue rilasciate da parte di Eni SpA principalmente a fronte di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali;
- gli anticipi che Eni SpA ha ricevuto dalla Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto;
- la vendita di gas alla Société Centrale Electrique du Congo SA;
- la garanzia di performance rilasciata nell'interesse della Società Unión Fenosa Gas SA a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa, la vendita di gas e il fair value degli strumenti finanziari derivati;
- le garanzie rilasciate per rispetto di accordi contrattuali nell'interesse di Vår Energi AS, la fornitura di servizi specialistici upstream, l'acquisto di greggio, condensati e gas e la parte realizzata dei contratti a termine di acquisto fisico di gas;
- la garanzia rilasciata a favore della Società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto;

→ la prestazione di servizi per risanamento ambientale alla Società Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione).

I rapporti più significativi con le società controllate dallo Stato riguardano:

- la vendita di carburanti e combustibili, la compravendita di gas, l'acquisizione di servizi di distribuzione di energia elettrica e il fair value degli strumenti finanziari derivati con il gruppo Enel;
- l'acquisizione di servizi di trasporto, stoccaggio e servizi di distribuzione dal gruppo Italgas e gruppo Snam sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente nonché, dal gruppo Snam, la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici e la stipula di contratti derivati

su commodity a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con il gruppo Terna;

- la compravendita di energia elettrica, gas, titoli ambientali, il fair value degli strumenti finanziari derivati, la vendita di prodotti petroliferi e capacità di stoccaggio a GSE - Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al Decreto Legislativo n. 249/2012, il contributo a copertura degli oneri derivanti dall'espletamento delle funzioni ed attività di OCSIT e il contributo corrisposto a GSE per la promozione dell'uso del biometano e altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti.

I rapporti verso altri soggetti correlati riguardano:

- costi per contributi versati ai fondi pensione gestiti da Eni per €40 milioni;
- contributi erogati e prestazione di servizi alla Fondazione Eni Enrico Mattei e a Eni Foundation rispettivamente per €5 milioni e €1 milione.

RAPPORTI DI NATURA FINANZIARIA

Denominazione (€ milioni)	31.12.2020			2020	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi Finanziari	Oneri Finanziari
Joint venture e imprese collegate					
Angola LNG Ltd			228		
Cardón IV SA	383			57	
Coral FLNG SA	288			22	1
Coral South FLNG DMCC			1.304		
Gruppo Saipem	2	167			6
Société Centrale Electrique du Congo SA	83			7	
Altre	15	12	1	27	18
	771	179	1.533	113	25
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre	36	28		1	
	36	28		1	
Imprese controllate dallo Stato					
Altre		11			1
		11			1
	807	218	1.533	114	26

		31.12.2019			2019	
Denominazione	(€ milioni)	Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi Finanziari	Oneri Finanziari
Joint venture e imprese collegate						
Angola LNG Ltd				249		
Cardón IV SA		563	5		77	
Coral FLNG SA		253				2
Coral South FLNG DMCC				1.425		
Société Centrale Electrique du Congo SA		85				20
Altre		18	14	2	18	14
		919	19	1.676	95	36
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre		48	28		1	
		48	28		1	
Imprese controllate dallo Stato						
Altre		4	12			
		4	12			
Totale		971	59	1.676	96	36

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2018			2018	
		Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi Finanziari	Oneri Finanziari
Joint venture e imprese collegate						
Angola LNG Ltd				245		
Cardón IV SA		705	36		95	
Coral FLNG SA		108				
Coral South FLNG DMCC				1.397		
Shatskmorneftegaz Sàrl					7	267
Société Centrale Electrique du Congo SA		64	30			5
Vår Energi AS			494			
Altre		38	4	22	13	9
		915	564	1.664	115	281
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre		49	25			
		49	25			
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel			64			
Altre			8			2
			72			2
Totale		964	661	1.664	115	283

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e le controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- le garanzie rilasciate nell'interesse della Angola LNG Ltd per affidamenti bancari;
- il finanziamento concesso alla Società Cardón IV SA per le attività di sviluppo del giacimento a gas di Perla in Venezuela;
- il finanziamento concesso alla Società Coral FLNG SA per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas nel permesso dell'area 4 in Mozambico (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi);
- la garanzia rilasciata nell'interesse della Società Coral South FLNG DMCC per affidamenti bancari nell'ambito del project financing del progetto di sviluppo Coral FLNG (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi);
- le passività per beni in leasing verso il Gruppo Saipem riferite a contratti pluriennali per l'utilizzo di mezzi di perforazione;
- il finanziamento concesso alla Société Centrale Electrique du Congo SA per la costruzione di una centrale elettrica in Congo.

INCIDENZA DELLE OPERAZIONI O POSIZIONI CON PARTI CORRELATE SULLA SITUAZIONE PATRIMONIALE, SUL RISULTATO ECONOMICO E SUI FLUSSI FINANZIARI

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	31.12.2020			31.12.2019		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Altre attività finanziarie correnti	254	41	16,14	384	60	15,63
Crediti commerciali e altri crediti	10.926	802	7,34	12.873	704	5,47
Altre attività correnti	2.686	145	5,40	3.972	219	5,51
Altre attività finanziarie non correnti	1.008	766	75,99	1.174	911	77,60
Altre attività non correnti	1.253	74	5,91	871	181	20,78
Passività finanziarie a breve termine	2.882	52	1,80	2.452	46	1,88
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	849	54	6,36	889	5	0,56
Debiti commerciali e altri debiti	12.936	2.100	16,23	15.545	2.663	17,13
Altre passività correnti	4.872	452	9,28	7.146	155	2,17
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.169	112	2,69	4.759	8	0,17
Altre passività non correnti	1.877	23	1,23	1.611	23	1,43

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2020			2019			2018		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	43.987	1.164	2,65	69.881	1.248	1,79	75.822	1.383	1,82
Altri ricavi e proventi	960	35	3,65	1.160	4	0,34	1.116	8	0,72
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(33.551)	(6.595)	19,66	(50.874)	(9.173)	18,03	(55.622)	(8.009)	14,40
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(226)	(6)	2,65	(432)	28	..	(415)	26	..
Costo lavoro	(2.863)	(36)	1,26	(2.996)	(28)	0,93	(3.093)	(22)	0,71
Altri proventi (oneri) operativi	(766)	13	..	287	19	6,62	129	319	..
Proventi finanziari	3.531	114	3,23	3.087	96	3,11	3.967	115	2,90
Oneri finanziari	(4.958)	(26)	0,52	(4.079)	(36)	0,88	(4.663)	(283)	6,07

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2020	2019	2018
Ricavi e proventi	1.199	1.252	1.391
Costi e oneri	(5.789)	(6.869)	(5.210)
Altri proventi (oneri) operativi	13	19	319
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	(136)	(839)	683
Interessi	73	81	110
Flusso di cassa netto da attività operativa	(4.640)	(6.356)	(2.707)
Investimenti in attività materiali e immateriali	(842)	(2.332)	(2.768)
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	(370)	(339)	20
Variazione crediti finanziari	(160)	(241)	(566)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(1.372)	(2.912)	(3.314)
Variazione debiti finanziari e passività per beni in leasing	164	(817)	16
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	164	(817)	16
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(5.848)	(10.085)	(6.005)

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2020			2019			2018		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa netto da attività operativa	4.822	(4.640)	..	12.392	(6.356)	..	13.647	(2.707)	..
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(4.587)	(1.372)	29,91	(11.413)	(2.912)	25,51	(7.536)	(3.314)	43,98
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	3.253	164	5,04	(5.841)	(817)	13,99	(2.637)	16	..

37 ALTRE INFORMAZIONI SULLE PARTECIPAZIONI³³

INFORMAZIONI SULLE SOCIETÀ CONTROLLATE CONSOLIDATE CON SIGNIFICATIVE INTERESSENZE DI TERZI

Nel 2020 e nel 2019 il Gruppo Eni non ha società controllate con significative interessenze di terzi. Il patrimonio netto complessivo di pertinenza delle interessenze di terzi al 31 dicembre 2020 è di €78 milioni (€61 milioni al 31 dicembre 2019).

Il patrimonio netto complessivo di pertinenza delle interessenze di terzi al 31 dicembre 2020 è di €78 milioni (€61 milioni al 31 dicembre 2019).

MODIFICHE DELL'INTERESSENZA PARTECIPATIVA SENZA PERDITA O ACQUISIZIONE DEL CONTROLLO

Nel 2020 non si segnalano modifiche di interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo.

Nel 2019 è stato acquisito il 10% della Windirect BV.

PRINCIPALI ACCORDI A CONTROLLO CONGIUNTO E SOCIETÀ COLLEGATE AL 31 DICEMBRE 2020

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Settore di attività	% interessenza partecipativa	% diritti di voto
Joint venture					
Vår Energi AS	Forus (Norvegia)	Norvegia	Exploration & Production	69,85	69,85
Saipem SpA	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Italia	Corporate e società finanziarie	30,54	31,08
Unión Fenosa Gas SA	Madrid (Spagna)	Spagna	Global Gas & LNG Portfolio	50,00	50,00
Cardón IV SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	Exploration & Production	50,00	50,00
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	Ampelokipi-Menemeni (Grecia)	Grecia	Eni gas e luce	49,00	49,00
Joint operation					
Mozambique Rovuma Venture SpA	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Mozambico	Exploration & Production	35,71	35,71
GreenStream BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	Global Gas & LNG Portfolio	50,00	50,00
Collegate					
Abu Dhabi Oil Refining Co (Takreer)	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	Refining & Marketing	20,00	20,00
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	Angola	Exploration & Production	13,60	13,60
Coral FLNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	Exploration & Production	25,00	25,00

(33) L'elenco delle partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2020 è indicato nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2020" che costituisce parte integrante delle presenti note.

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in joint venture significativa, riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

	2020					
(€ milioni)	Vår Energi AS	Saipem SpA	Unión Fenosa Gas SA	Cardón IV SA	Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	Altre non rilevanti
Attività correnti	804	6.411	599	235	31	858
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	222	1.687	36		10	43
Attività non correnti	16.042	4.831	717	2.040	344	924
Totale attività	16.846	11.242	1.316	2.275	375	1.782
Passività correnti	189	4.903	311	262	38	1.022
- di cui passività finanziarie correnti	33	609	99		11	90
Passività non correnti	15.019	3.391	501	1.615	51	333
- di cui passività finanziarie non correnti	4.389	2.827	421	785	39	237
Totale passività	15.208	8.294	812	1.877	89	1.355
Net equity	1.638	2.948	504	398	286	427
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	69,85	31,08	50,00	50,00	49,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	1.144	908	242	199	140	188
Ricavi e altri proventi	2.450	7.408	854	612	62	286
Costi operativi	(980)	(6.980)	(805)	(453)	(19)	(304)
Ammortamenti e svalutazioni	(3.425)	(1.273)	(108)	(95)	(16)	(85)
Risultato operativo	(1.955)	(845)	(59)	64	27	(103)
Proventi (oneri) finanziari	31	(166)	(29)	(98)	(1)	(21)
Proventi (oneri) su partecipazioni		37	3			
Risultato ante imposte	(1.924)	(974)	(85)	(34)	26	(124)
Imposte sul reddito	603	(143)	(2)	(58)	(6)	(4)
Risultato netto	(1.321)	(1.117)	(87)	(92)	20	(128)
Altre componenti dell'utile complessivo	(273)	46	(33)	(35)		(25)
Totale utile (perdita) complessivo	(1.594)	(1.071)	(120)	(127)	20	(153)
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	(918)	(354)	(68)	(46)	10	(93)
Dividendi percepiti dalla joint venture	274	3			9	10

	2019					
(€ milioni)	Vår Energi AS	Saipem SpA	Unión Fenosa Gas SA	Cardón IV SA	Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	Altre non rilevanti
Attività correnti	1.385	7.012	585	208	31	551
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	182	2.272	41	6	12	40
Attività non correnti	18.427	5.997	827	2.383	322	1.085
Totale attività	19.812	13.009	1.412	2.591	353	1.636
Passività correnti	2.374	5.204	225	255	24	819
- di cui passività finanziarie correnti	33	557	49		9	165
Passività non correnti	13.820	3.680	563	2.040	46	354
- di cui passività finanziarie non correnti	3.929	3.147	493	1.140	33	274
Totale passività	16.194	8.884	788	2.295	70	1.173
Net equity	3.618	4.125	624	296	283	463
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	69,60	30,99	50,00	50,00	49,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	2.518	1.250	326	148	139	199
Ricavi e altri proventi	2.552	9.118	1.255	598	58	270
Costi operativi	(1.015)	(7.972)	(1.221)	(456)	(16)	(277)
Ammortamenti e svalutazioni	(1.208)	(690)	(53)	(86)	(14)	(47)
Risultato operativo	329	456	(19)	56	28	(54)
Proventi (oneri) finanziari	(1)	(210)	(37)	(133)	(1)	(14)
Proventi (oneri) su partecipazioni		(18)	6			
Risultato ante imposte	328	228	(50)	(77)	27	(68)
Imposte sul reddito	(258)	(130)	8	(103)	(7)	(12)
Risultato netto	70	98	(42)	(180)	20	(80)
Altre componenti dell'utile complessivo	40	66	11	5		
Totale utile (perdita) complessivo	110	164	(31)	(175)	20	(80)
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	49	4	(14)	(90)	10	(40)
Dividendi percepiti dalla joint venture	1.057				10	6

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in società collegata significativa, riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

	2020			
(€ milioni)	Abu Dhabi Oil Refining Co (TAKREER)	Angola LNG Ltd	Coral FLNG SA	Altre non rilevanti
Attività correnti	1.391	618	133	623
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	97	428	83	303
Attività non correnti	17.938	8.633	4.777	4.072
Totale attività	19.329	9.251	4.910	4.695
Passività correnti	4.897	424	172	656
- di cui passività finanziarie correnti	4.404	101		263
Passività non correnti	2.757	1.187	4.186	3.068
- di cui passività finanziarie non correnti	456	999	4.186	2.928
Totale passività	7.654	1.611	4.358	3.724
Net equity	11.675	7.640	552	971
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	20,00	13,60	25,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	2.335	1.039	138	321
Ricavi e altri proventi	11.933	976	1	954
Costi operativi	(12.370)	(548)		(917)
Ammortamenti e svalutazioni	(851)	(508)		(75)
Risultato operativo	(1.288)	(80)	1	(38)
Proventi (oneri) finanziari	(91)	(96)	(11)	(13)
Proventi (oneri) su partecipazioni				16
Risultato ante imposte	(1.379)	(176)	(10)	(35)
Imposte sul reddito	4		2	(9)
Risultato netto	(1.375)	(176)	(8)	(44)
Altre componenti dell'utile complessivo	(1.101)	(710)	(48)	(60)
Totale utile (perdita) complessivo	(2.476)	(886)	(56)	(104)
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	(275)	(24)	(2)	(26)
Dividendi percepiti dalla collegata				13

2019

(€ milioni)	Abu Dhabi Oil Refining Co (TAKREER)	Angola LNG Ltd	Coral FLNG SA	Altre non rilevanti
Attività correnti	4.659	890	241	838
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	42	653	240	91
Attività non correnti	18.868	9.952	4.119	3.259
Totale attività	23.527	10.842	4.360	4.097
Passività correnti	8.470	185	230	585
- di cui passività finanziarie correnti	3.694			63
Passività non correnti	912	2.135	3.722	2.677
- di cui passività finanziarie non correnti	479	1.943	3.722	2.515
Totale passività	9.382	2.320	3.952	3.262
Net equity	14.145	8.522	408	835
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	20,00	13,60	25,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	2.829	1.159	102	264
Ricavi e altri proventi	399	1.552		818
Costi operativi	(357)	(549)		(763)
Ammortamenti e svalutazioni	(335)	(509)		(28)
Risultato operativo	(293)	494		27
Proventi (oneri) finanziari	(46)	(151)	(12)	(2)
Proventi (oneri) su partecipazioni	282			35
Risultato ante imposte	(57)	343	(12)	60
Imposte sul reddito	11		5	(10)
Risultato netto	(46)	343	(7)	50
Altre componenti dell'utile complessivo	(59)	162	8	5
Totale utile (perdita) complessivo	(105)	505	1	55
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	(9)	47	(2)	22
Dividendi percepiti dalla collegata	46			15

38 EROGAZIONI PUBBLICHE - INFORMATIVA EX ART. 1, COMMI 125-129, LEGGE N. 124/2017

Ai sensi dell'Art. 1, commi 125-bis e 126, della Legge n. 124/2017 e successive modificazioni, di seguito sono indicate le informazioni consolidate in merito: (i) alle erogazioni ricevute da Eni SpA e dalle società controllate consolidate integralmente e provenienti da entità ed enti pubblici italiani, ad esclusione delle società in controllo pubblico quotate e loro partecipate; (ii) alle erogazioni concesse da Eni SpA e dalle società controllate consolidate integralmente a imprese, persone ed enti pubblici e privati³⁴. Al riguardo si segnala che quando Eni svolge il ruolo di operatore³⁵ di joint venture non incorporate³⁶, costituite per la gestione di progetti petroliferi, ciascuna erogazione effettuata direttamente da Eni è riportata nel suo ammontare pieno, indipendentemente dalla circostanza che Eni sia rimborsata proporzionalmente dai partner non operatori attraverso il meccanismo dell'addebito dei costi (cash-call).

In particolare, non sono oggetto di presentazione: (i) le forme di incentivo/sovvenzione ricevute in applicazione di un regime generale di aiuto a tutti gli aventi diritto; (ii) i corrispettivi afferenti a prestazioni di opera/servizi, incluse le sponsorizzazioni, non-

ché i vantaggi economici aventi natura retributiva o risarcitoria; (iii) i rimborsi e le indennità corrisposti a soggetti impegnati in tirocini formativi e di orientamento; (iv) i contributi ricevuti per la formazione continua da parte di fondi interprofessionali costituiti nella forma giuridica di associazione; (v) i contributi associativi per l'adesione ad associazioni di categoria e territoriali, nonché a favore di fondazioni o altre organizzazioni equivalenti, funzionali alle attività connesse con il business aziendale; (vi) i costi sostenuti a fronte di social project connessi con le attività di investimento operate.

Le erogazioni sono individuate secondo il criterio di cassa³⁷.

L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo pari o superiore a €10 mila effettuate da un medesimo soggetto erogante nel corso del 2020, anche tramite una pluralità di atti. Ai sensi delle disposizioni dell'Art. 1, comma 125-quinquies della Legge n. 124/2017, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'Articolo 52 della Legge 24 dicembre 2012, n. 234.

(34) Sono escluse le erogazioni operate da società estere del Gruppo a beneficiari esteri.

(35) Nei progetti petroliferi, l'operatore è il soggetto che in forza degli accordi contrattuali gestisce le attività estrattive e in tale ruolo esegue i pagamenti dovuti.

(36) Per joint venture non incorporate si intende un raggruppamento di imprese che opera congiuntamente all'interno del progetto in virtù di un contratto.

(37) Nel caso di vantaggi economici di natura non monetaria, il criterio per cassa va inteso in senso sostanzialistico, facendo riferimento all'esercizio in cui il beneficio è stato fruito.

Di seguito sono indicate le erogazioni concesse relative essenzialmente a fondazioni, associazioni e altri enti per finalità reputazionali, di liberalità e di sostegno ad iniziative benefiche e di solidarietà:

Soggetto beneficiario	Importo del vantaggio economico corrisposto (€)
Fondazione Policlinico Agostino Gemelli IRCCS	7.500.000
Fondazione Eni Enrico Mattei	4.956.727
Fondazione Teatro alla Scala	3.094.416
Eni Foundation	1.343.000
ASL Taranto	1.084.286
ASL Brindisi	1.023.763
AOR S. Carlo Potenza	899.067
Dipartimento della Protezione Civile	662.500
Fondazione Giorgio Cini	500.000
Policlinico San Donato ^(*)	442.935
The Halo Trust	280.259
ASP Siracusa	279.185
WEF - World Economic Forum	278.707
AUSL Ravenna	194.974
World Food Programme	183.883
AOU Ospedali Riuniti Ancona	162.697
Torino World Affairs Institute (T.wai)	150.000
IRCCS Ospedale Sacro Cuore Don Calabria di Negrar (Verona)	132.500
ASST Bergamo	117.110
ASP Ragusa	113.293
ASP Caltanissetta	109.578
Council on Foreign Relations	101.509
Atlantic Council of the United States, Inc	93.375
Ajuda de Desenvolvimento de Povo para Povo (ADPP)	87.581
ONG Volontariato Internazionale per lo Sviluppo (VIS)	87.581
World Business Council for Sustainable Development	75.811
Casa di cura Villa Erbosa-Bologna ^(*)	71.200
Associazione Pionieri e Veterani Eni	63.500
EITI - Extractive Industries Transparency Initiative	55.445
Bruegel	50.000
Fondazione COTEC - Fondazione per l'innovazione	50.000
Famiglia di un dipendente scomparso	50.000
Parrocchia di S. Barbara a San Donato Milanese	40.000
Comunità Frontiera Onlus	40.000
Istituti Ospedalieri Bergamaschi - Policlinico San Pietro ^(*)	38.470
Istituti Ospedalieri Bergamaschi - Policlinico San Marco ^(*)	37.500
Istituti Ospedalieri Bresciani - Istituto Clinico San Rocco ^(*)	35.600
Aspen Institute Italia	35.000
italiadecide	35.000
E4IMPACT Foundation	35.000
ASP Messina	34.155
Center For Strategic & International Studies	32.406
Fondazione Italia Cina	30.002
ASL Latina	26.300
AOU Sassari	25.970
CENSIS - Fondazione Centro Studi Investimenti Sociali	25.000
Istituto Clinico Beato Matteo ^(*)	24.000
Institute for Human Rights and Business (IHRB)	22.353
Associazione CIVITA	22.000
Associazione Italiana Sclerosi Laterale Amiotrofica (AISLA ONLUS)	22.000
Council of the Americas	21.862
Associazione Amici della Luiss	20.000
Centro Studi Americani	20.000
Human Foundation	20.000
Global Reporting Initiative	20.000
Associazione CILLA Liguria	20.000
AMICAL	15.428
ASST Mantova Ospedale Carlo Poma	12.985
AULSS 3 Venezia Mestre	12.985

(*) Il totale delle erogazioni concesse al Gruppo San Donato (GSD) è pari a €661.805. Tale valore include anche le erogazioni singolarmente inferiori alla soglia di €10.000.

39 EVENTI ED OPERAZIONI SIGNIFICATIVE NON RICORRENTI

Nel 2020, 2019 e 2018 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

40 POSIZIONI O TRANSAZIONI DERIVANTI DA OPERAZIONI ATIPICHE E/O INUSUALI

Nel 2020, 2019 e 2018 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

41 FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

Non si segnalano fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio ad eccezione di quanto già illustrato nelle note precedenti.

Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC (non sottoposte a revisione contabile)

Le seguenti informazioni, elaborate in base agli "International Financial Reporting Standards" (IFRS), sono presentate secondo

le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932). Gli ammontari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

COSTI CAPITALIZZATI

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione

e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione. I costi capitalizzati si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2020										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	18.456	6.465	14.596	19.081	39.848	11.278	10.662	14.567	1.359	136.312
Attività relative a riserve probabili e possibili	20	311	454	33	2.163	10	1.411	896	179	5.477
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	300	20	1.424	216	1.226	109	34	20	11	3.360
Immobilizzazioni in corso	671	147	1.094	193	2.551	1.064	1.469	458	39	7.686
Costi capitalizzati lordi	19.447	6.943	17.568	19.523	45.788	12.461	13.576	15.941	1.588	152.835
Fondi ammortamento e svalutazione	(15.565)	(5.597)	(12.793)	(12.161)	(32.248)	(2.839)	(9.003)	(12.612)	(805)	(103.623)
Costi capitalizzati netti società consolidate^(a)	3.882	1.346	4.775	7.362	13.540	9.622	4.573	3.329	783	49.212
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe		11.466	68		1.384			1.833		14.751
Attività relative a riserve probabili e possibili		2.131					11			2.142
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni		23	8					6		37
Immobilizzazioni in corso		1.566	9		17			209		1.801
Costi capitalizzati lordi		15.186	85		1.401		11	2.048		18.731
Fondi ammortamento e svalutazione		(6.196)	(59)		(343)			(1.076)		(7.674)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^(a)		8.990	26		1.058		11	972		11.057
2019										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	17.643	6.747	15.512	20.691	43.272	12.118	11.434	15.912	1.360	144.689
Attività relative a riserve probabili e possibili	18	323	502	34	2.361	11	1.592	979	194	6.014
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	384	21	1.549	225	1.328	116	36	23	12	3.694
Immobilizzazioni in corso	635	103	1.362	359	2.541	1.165	1.006	457	43	7.671
Costi capitalizzati lordi	18.680	7.194	18.925	21.309	49.502	13.410	14.068	17.371	1.609	162.068
Fondi ammortamento e svalutazione	(14.604)	(5.778)	(12.802)	(12.879)	(33.237)	(2.652)	(9.100)	(13.465)	(754)	(105.271)
Costi capitalizzati netti società consolidate^(a)	4.076	1.416	6.123	8.430	16.265	10.758	4.968	3.906	855	56.797
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe		11.223	71		1.511		2	1.987		14.794
Attività relative a riserve probabili e possibili		2.260					11			2.271
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni		19	8					7		34
Immobilizzazioni in corso		945	7		15		19	229		1.215
Costi capitalizzati lordi		14.447	86		1.526		32	2.223		18.314
Fondi ammortamento e svalutazione		(5.287)	(61)		(323)		(20)	(1.124)		(6.815)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^{(a)(b)}		9.160	25		1.203		12	1.099		11.499

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €843 milioni nel 2020 e €878 milioni nel 2019 per le società consolidate e per €170 milioni nel 2020 e €166 milioni nel 2019 per le società in joint venture e collegate.

(b) Include l'allocazione a fair value degli asset acquisiti dalla società Vår Energi AS.

COSTI SOSTENUTI

I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività di esplorazione e

produzione. I costi sostenuti si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2020										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			55	2						57
Costi di ricerca	19	20	69	67	61	7	176	63	1	483
Costi di sviluppo ^(a)	472	235	278	422	620	196	1.024	437	10	3.694
Totale costi sostenuti società consolidate	491	255	402	491	681	203	1.200	500	11	4.234
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		47								47
Costi di sviluppo ^(b)		1.481	3		6			14		1.504
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		1.528	3		6			14		1.551
2019										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe								144		144
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			135	1			23	97		256
Costi di ricerca	20	62	101	94	206	15	232	106	39	875
Costi di sviluppo ^(a)	1.098	230	749	1.589	1.959	481	1.199	879	43	8.227
Totale costi sostenuti società consolidate	1.118	292	985	1.684	2.165	496	1.454	1.226	82	9.502
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe		1.054								1.054
Acquisizioni di riserve probabili e possibili		1.178								1.178
Costi di ricerca		125					(1)			124
Costi di sviluppo ^(b)		1.574	4		5			37		1.620
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate^(c)		3.931	4		5		(1)	37		3.976
2018										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe							382			382
Acquisizioni di riserve probabili e possibili							487			487
Costi di ricerca	26	106	43	102	66	3	182	215	7	750
Costi di sviluppo ^(a)	382	557	445	2.216	1.379	92	589	340	36	6.036
Totale costi sostenuti società consolidate	408	663	488	2.318	1.445	95	1.640	555	43	7.655
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca			2				103			105
Costi di sviluppo ^(b)			3					(16)		(13)
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate			5				103	(16)		92

(a) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €516 milioni nel 2020, costi per €2.069 milioni nel 2019 e decrementi per €517 milioni nel 2018.

(b) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €424 milioni nel 2020, costi per €838 milioni nel 2019 e decrementi per €22 milioni nel 2018.

(c) Include l'allocazione a fair value del prezzo pagato per gli asset acquisiti dalla società Vår Energi AS.

RISULTATI DELLE ATTIVITÀ DI ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di holding e quindi non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di Eni. Le relative imposte sul reddito sono calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel Paese in cui

l'impresa opera all'utile, ante imposte, derivante dalle attività di esplorazione e produzione. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei Production Sharing Agreement (PSA) dove l'onere tributario viene assolto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione in nome e per conto di Eni a valere sulle quote di Profit oil. I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2020										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	799	334	616		2.315	788	1.333	434	1	6.620
- vendite a terzi		53	1.610	2.478	784	547	179	204	109	5.964
Totale ricavi	799	387	2.226	2.478	3.099	1.335	1.512	638	110	12.584
Costi di produzione	(332)	(139)	(371)	(367)	(782)	(246)	(236)	(272)	(17)	(2.762)
Costi di trasporto	(4)	(30)	(39)	(11)	(21)	(164)	(4)	(12)		(285)
Imposte sulla produzione	(111)		(135)		(295)		(133)	(13)		(687)
Costi di ricerca	(19)	(14)	(124)	(56)	(77)	(3)	(104)	(112)	(1)	(510)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(1.149)	(252)	(1.158)	(848)	(2.187)	(454)	(1.070)	(678)	(65)	(7.861)
Altri (oneri) proventi	(255)	(45)	(360)	(204)	25	(153)	(90)	(71)	6	(1.147)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	(1.071)	(93)	39	992	(238)	315	(125)	(520)	33	(668)
Imposte sul risultato	219	69	(671)	(519)	(33)	(134)	(193)	86	(11)	(1.187)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	(852)	(24)	(632)	473	(271)	181	(318)	(434)	22	(1.855)
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate		862								862
- vendite a terzi		782	10		131			307		1.230
Totale ricavi		1.644	10		131			307		2.092
Costi di produzione		(350)	(7)		(23)			(18)		(398)
Costi di trasporto		(161)	(1)		(11)					(173)
Imposte sulla produzione			(2)		(3)			(76)		(81)
Costi di ricerca		(35)								(35)
Ammortamenti e svalutazioni		(1.163)	(1)		(69)			(50)		(1.283)
Altri (oneri) proventi		(90)	(1)		(35)		(2)	(146)		(274)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(155)	(2)		(10)		(2)	17		(152)
Imposte sul risultato		469	1					(29)		441
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		314	(1)		(10)		(2)	(12)		289

(a) Include svalutazioni nette per €1.865 milioni.

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.493	618	1.081		4.576	1.195	2.367	825	5	12.160
- vendite a terzi		30	4.084	3.715	944	766	149	180	227	10.095
Totale ricavi	1.493	648	5.165	3.715	5.520	1.961	2.516	1.005	232	22.255
Costi di produzione	(391)	(181)	(520)	(330)	(847)	(255)	(256)	(273)	(43)	(3.096)
Costi di trasporto	(5)	(31)	(60)	(10)	(39)	(158)	(4)	(15)		(322)
Imposte sulla produzione	(183)		(263)		(483)		(252)	(7)	(6)	(1.194)
Costi di ricerca	(25)	(51)	(30)	(10)	(90)	(39)	(170)	(31)	(43)	(489)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(944)	(201)	(839)	(978)	(3.060)	(444)	(820)	(607)	(97)	(7.990)
Altri (oneri) proventi	(337)	(16)	(452)	(433)	(502)	(71)	(76)	(86)	(1)	(1.974)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	(392)	168	3.001	1.954	499	994	938	(14)	42	7.190
Imposte sul risultato	148	(11)	(2.561)	(839)	(268)	(326)	(719)	(5)	(31)	(4.612)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate^(b)	(244)	157	440	1.115	231	668	219	(19)	11	2.578
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate		1.080								1.080
- vendite a terzi		677	15		207			315		1.214
Totale ricavi		1.757	15		207			315		2.294
Costi di produzione		(336)	(8)		(24)			(25)		(393)
Costi di trasporto		(84)	(1)		(11)					(96)
Imposte sulla produzione			(2)		(7)			(81)		(90)
Costi di ricerca		(47)								(47)
Ammortamenti e svalutazioni		(722)	(1)		(70)			(51)		(844)
Altri (oneri) proventi		(237)	(1)		(28)		(3)	(133)		(402)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		331	2		67		(3)	25		422
Imposte sul risultato		(179)	(2)					(54)		(235)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		152			67		(3)	(29)		187

(a) Include svalutazioni nette per €1.217 milioni.

(b) Esclude gli effetti sui ricavi, DD&A e imposte connessi a circa 3,8 milioni di boe parte di un long-term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di take-or-pay e che sono invece riportati nella segment Information del settore E&P redatta secondo i principi IFRS in quanto la performance obligation del contratto è stata adempiuta ed è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make up) dei volumi pagati.

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2018										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	2.120	2.740	1.277		4.701	1.140	1.902	934	4	14.818
- vendite a terzi		494	3.741	3.207	830	769	493	50	190	9.774
Totale ricavi	2.120	3.234	5.018	3.207	5.531	1.909	2.395	984	194	24.592
Costi di produzione	(402)	(488)	(363)	(343)	(974)	(269)	(220)	(234)	(48)	(3.341)
Costi di trasporto	(8)	(142)	(50)	(11)	(42)	(136)	(7)	(16)		(412)
Imposte sulla produzione	(171)		(243)		(435)		(191)		(6)	(1.046)
Costi di ricerca	(25)	(85)	(48)	(22)	(44)	(3)	(79)	(69)	(5)	(380)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(281)	(664)	(582)	(795)	(2.490)	(387)	(941)	(594)	(67)	(6.801)
Altri (oneri) proventi	(442)	(193)	(101)	(239)	(1.126)	(67)	(135)	(54)		(2.357)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	791	1.662	3.631	1.797	420	1.047	822	17	68	10.255
Imposte sul risultato	(170)	(1.070)	(2.494)	(542)	(264)	(308)	(678)	7	(26)	(5.545)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	621	592	1.137	1.255	156	739	144	24	42	4.710
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate										
- vendite a terzi			15		257		6	420		698
Totale ricavi			15		257		6	420		698
Costi di produzione			(7)		(34)		(2)	(36)		(79)
Costi di trasporto			(1)		(28)			(2)		(31)
Imposte sulla produzione			(3)		(26)			(114)		(143)
Costi di ricerca		(6)					(235)			(241)
Ammortamenti e svalutazioni			(1)		224		(3)	(222)		(2)
Altri (oneri) proventi		(1)	2		(27)		(25)	(122)		(173)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(7)	5		366		(259)	(76)		29
Imposte sul risultato			(3)				(2)	(35)		(40)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		(7)	2		366		(261)	(111)		(11)

(a) Include svalutazioni nette per €726 milioni.

RISERVE CERTE DI PETROLIO E GAS NATURALE

Le definizioni utilizzate da Eni per la valutazione e classificazione delle riserve certe di petrolio e gas sono in accordo con la Regulation S-X 4-10 della US Securities and Exchange Commission.

Le riserve certe sono rappresentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).

Le riserve certe sono le quantità di idrocarburi che, attraverso l'analisi di dati geologici e di ingegneria, possono essere stimate economicamente producibili con ragionevole certezza in giacimenti noti, a partire da una certa data, secondo le condizioni economiche, i metodi operativi, e le norme governative esistenti, antecedenti le scadenze contrattuali, a meno che il rinnovo sia ragionevolmente certo, senza distinzione tra l'uso di metodi probabilistici o deterministici usati per la stima. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve avere la ragionevole certezza che inizierà entro un tempo ragionevole.

Le condizioni economiche esistenti includono prezzi e costi usati per la determinazione della producibilità economica del giacimento. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere.

Nel 2020 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 41 \$/barile. Le riserve certe non comprendono le quote di riserve e le royalty di spettanza di terzi.

Le riserve certe di petrolio e gas sono classificate come sviluppate e non-sviluppate.

Le riserve certe sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso pozzi esistenti, con impianti e metodi operativi esistenti, oppure possono riguardare quei casi in cui i costi degli interventi da sostenere sui pozzi esistenti sono relativamente inferiori rispetto al costo di un nuovo pozzo.

Le riserve certe non sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso nuovi pozzi in aree non perforate, oppure da pozzi esistenti che richiedono costi consistenti per la loro messa in produzione. Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri petroliferi indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una valutazione⁽³⁸⁾ indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti⁽³⁹⁾. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi e altre infor-

mazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.

Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono, inoltre, forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future e ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2020 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare, nel 2020 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 36%⁽⁴⁰⁾ delle riserve Eni al 31 dicembre 2020.⁽⁴¹⁾

Nel triennio 2018-2020 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 92% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2020 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono Balder in Norvegia e Merakes in Indonesia.

Eni opera tramite Production Sharing Agreement (PSA) in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai PSA sono stimate in funzione dei costi da recuperare (Cost oil) e del Profit oil di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolti in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai PSA rappresentano il 57%, 57% e il 61% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2020, 2019 e 2018. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di servizio; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 4%, il 3% e il 3% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2020, 2019 e 2018.

Sono inclusi nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare (Excess Cost Oil) che l'impresa ha l'obbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di PSA. Le riserve iscritte in base a tale obbligo rappresentano il 3%, il 4% e il 4% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2020, 2019 e 2018; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo pari a 63.338 milioni di metri cubi nel

(38) Dal 1991 al 2002 la Società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, la Società Ryder Scott. Nel 2018 ha fornito una certificazione indipendente anche la Société Generale de Surveillance.

(39) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2020".

(40) Il 36% sale a 37% considerando anche la certificazione di A-LNG (riserve certe pari a 87 Mboe) condotta da Gaffney Cline per gli shareholders del Consorzio A-LNG (Eni 13,6%).

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

2020 (66.024 milioni e 69.978 milioni rispettivamente nel 2019 e 2018); (iii) le quantità di idrocarburi afferenti all'impianto di liquefazione di Angola LNG.

I metodi di valutazione delle riserve certe, l'andamento delle produzioni future e degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di incertezza. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle

verifiche e della produzione possono comportare delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sui volumi delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dai volumi di petrolio e di gas naturale che saranno effettivamente prodotti.

RISERVE CERTE NON SVILUPPATE

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2020 ammontano a 2.005 milioni di boe, di cui 1.064 milioni di barili di liquidi localizzati principalmente in Africa e Asia e 141 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa. Le società consolidate

possiedono riserve certe non sviluppate per 837 milioni di barili di liquidi e 133 miliardi di metri cubi di gas naturale. L'evoluzione delle riserve certe non sviluppate nell'esercizio è rappresentata dalla seguente tabella:

(milioni di boe)

Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2019	2.114
Promozioni	(206)
Nuove scoperte ed estensioni	40
Revisioni di precedenti stime	53
Miglioramenti da recupero assistito	4
Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2020	2.005

Nel 2020 le riserve certe non sviluppate sono diminuite di 109 milioni di boe, incluso l'effetto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione gas pari a +18 milioni di boe (le riserve certe non sviluppate delle società consolidate sono diminuite di 114 milioni di boe, mentre quelle delle joint ventures e collegate sono aumentate di 5 milioni di boe).

Le principali variazioni sono riferite a:

- (i) progressione nella conversione a riserve certe sviluppate (-206 milioni di boe) a seguito dell'avanzamento delle attività di sviluppo, degli start-up della produzione e della revisione di progetti. I principali passaggi a riserve certe sviluppate sono relativi ai giacimenti di Zohr in Egitto (79 mmboe), di Zubair in Iraq (34 mmboe), al progetto Area 1 in Messico (17 mmboe), alla concessione Umm Shaif/Nasr negli Emirati Arabi Uniti (16 mmboe) e al campo di Karachaganak in Kazakhstan (14 mmboe);
- (ii) nuove scoperte ed estensioni pari +40 milioni di boe, di cui 33 milioni di barili di olio e 1 miliardo di metri cubi di gas naturale. L'incremento di 33 milioni di barili è relativo principalmente alla decisione finale d'investimento dei progetti Bredablikk in Norvegia (30 mmboe) e Pegasus negli Stati Uniti (3 mmboe). L'incremento di 1 miliardo di

metri cubi è relativo al giacimento Mahani negli Emirati Arabi Uniti;

- (iii) revisioni di precedenti stime (+53 milioni di boe, incluso l'effetto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione di gas), di cui 24 milioni di barili di olio e circa 2 miliardi di metri cubi di gas. Le revisioni positive per 319 milioni di boe sono principalmente riferite a maggiori entitlements nei giacimenti Zubair in Iraq (47 mmboe), Karachaganak in Kazakhstan (37 mmboe) e Area 1 in Messico (32 mmboe), nonché all'avanzamento dell'attività di sviluppo presso Zohr in Egitto (37 mmboe), nel campo Umm Shaif negli Emirati Arabi Uniti (27 mmboe) e Merakes in Indonesia (44 mmboe). Le revisioni negative di 266 milioni di boe sono riferite principalmente a effetti prezzo negativi relativi all'Area A ed E in Libia (-41 mmboe), Belayim e Abu Rudeis in Egitto (-45 mmboe), a minori performance dei progetti Tuomo West (-33 mmboe), Val d'Agrì in Italia (-23 mmboe), Cafo/Mle in Algeria (-15 mmboe), Grane in Norvegia (-12 mmboe), Nasr negli Emirati Arabi Uniti (-6 mmboe), Front Runner negli USA (-6 mmboe), M'boundi in Congo (-5 mmboe), Blacktip in Australia (-4 mmboe);
- (iv) miglioramenti da recupero assistito (4 milioni di boe) riferiti principalmente al campo di Burun in Turkmenistan.

RISERVE CERTE DI PETROLIO (COMPRESI CONDENSATI E LIQUIDI DI GAS NATURALE)

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2020										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2019	194	41	468	264	694	746	491	225	1	3.124
di cui: sviluppate	137	37	301	149	519	682	245	148	1	2.219
non sviluppate	57	4	167	115	175	64	246	77		905
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	1	1	(44)	(14)	10	100	114	16		184
Miglioramenti di recupero assistito							5			5
Estensioni e nuove scoperte							1	4		5
Produzione	(17)	(8)	(41)	(23)	(80)	(41)	(32)	(21)		(263)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020	178	34	383	227	624	805	579	224	1	3.055
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2019		424	12		10			31		477
di cui: sviluppate		219	12		7			31		269
non sviluppate		205			3					208
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime		(11)			9					(2)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		30								30
Produzione		(43)			(1)			(1)		(45)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020		400	12		18			30		460
Riserve al 31 dicembre 2020	178	434	395	227	642	805	579	254	1	3.515
Sviluppate	146	207	255	172	484	716	297	173	1	2.451
consolidate	146	31	243	172	469	716	297	143	1	2.218
joint venture e collegate		176	12		15			30		233
Non sviluppate	32	227	140	55	158	89	282	81		1.064
consolidate	32	3	140	55	155	89	282	81		837
joint venture e collegate		224			3					227

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2018	208	48	493	279	718	704	476	252	5	3.183
di cui: sviluppate	156	44	317	153	551	587	252	143	5	2.208
non sviluppate	52	4	176	126	167	117	224	109		975
Acquisizioni								29		29
Revisioni di precedenti stime	5	1	37	10	46	79	45	(16)	(4)	203
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte				2	21		2	9		34
Produzione	(19)	(8)	(62)	(27)	(90)	(37)	(32)	(20)		(295)
Cessioni ^(a)					(1)			(29)		(30)
Riserve al 31 dicembre 2019	194	41	468	264	694	746	491	225	1	3.124
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2018		297	11		12			37		357
di cui: sviluppate		154	11		8			32		205
non sviluppate		143			4			5		152
Acquisizioni		109								109
Revisioni di precedenti stime		45	2					(5)		42
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		6								6
Produzione		(27)	(1)		(2)			(1)		(31)
Cessioni		(6)								(6)
Riserve al 31 dicembre 2019		424	12		10			31		477
Riserve al 31 dicembre 2019	194	465	480	264	704	746	491	256	1	3.601
Sviluppate	137	256	313	149	526	682	245	179	1	2.488
consolidate	137	37	301	149	519	682	245	148	1	2.219
joint venture e collegate		219	12		7			31		269
Non sviluppate	57	209	167	115	178	64	246	77		1.113
consolidate	57	4	167	115	175	64	246	77		905
joint venture e collegate		205			3					208

(a) Include 0,6 Mboe parte di un long-term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di take-or-pay per la quale è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make up) dei volumi pagati.

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2018										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2017	215	360	476	280	764	766	232	162	7	3.262
di cui: sviluppate	169	219	306	203	546	547	81	144	5	2.220
non sviluppate	46	141	170	77	218	219	151	18	2	1.042
Acquisizioni							319			319
Revisioni di precedenti stime	15	6	73	21	30	(27)	(54)	23	(1)	86
Miglioramenti di recupero assistito				7			6			13
Estensioni e nuove scoperte					13		1	86		100
Produzione	(22)	(40)	(56)	(28)	(89)	(35)	(28)	(19)	(1)	(318)
Cessioni		(278)		(1)						(279)
Riserve al 31 dicembre 2018	208	48	493	279	718	704	476	252	5	3.183
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2017			12		12			136		160
di cui: sviluppate			12		6			25		43
non sviluppate					6			111		117
Acquisizioni		297								297
Revisioni di precedenti stime					1			(96)		(95)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(1)		(1)			(3)		(5)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2018		297	11		12			37		357
Riserve al 31 dicembre 2018	208	345	504	279	730	704	476	289	5	3.540
Sviluppate	156	198	328	153	559	587	252	175	5	2.413
consolidate	156	44	317	153	551	587	252	143	5	2.208
joint venture e collegate		154	11		8			32		205
Non sviluppate	52	147	176	126	171	117	224	114		1.127
consolidate	52	4	176	126	167	117	224	109		975
joint venture e collegate		143			4			5		152

Le principali variazioni delle riserve certe di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) indicate nelle tabelle precedenti per il periodo dal 2018 al 2020 sono discusse di seguito.

SOCIETÀ CONSOLIDATE

Acquisizioni

Nel 2018 l'acquisto di riserve certe (319 milioni di barili) è relativo principalmente all'ingresso nei due Concession Agreement di Lower Zakum e di Umm Shaif e Nasr in Abu Dhabi. Nel 2019 l'acquisto di riserve certe (29 milioni di barili) è relativo all'acquisizione del 100% del giacimento produttivo Oooguruk in Alaska.

Nel 2020 non sono state effettuate acquisizioni.

Revisioni di precedenti stime

Nel 2018 le revisioni di precedenti stime di 86 milioni di barili sono riferite principalmente: a variazioni positive nei progetti Meleilha in Egitto, Struttura E in Libia e Nikaitchuq negli Stati Uniti; variazioni negative in Karachaganak in Kazakhstan e in Zubair in Iraq.

Nel 2019 le revisioni di precedenti stime sono pari a 203 milioni di barili e riguardano principalmente: (i) revisioni positive di 79

milioni di barili in Kazakhstan e riguardano l'avanzamento nelle attività di sviluppo dei giacimenti Kashagan e Karachaganak; (ii) revisioni positive di 37 milioni di barili in Africa Settentrionale riferite principalmente allo sviluppo del progetto Berkine North in Algeria e minori contributi dallo sviluppo di progetti in Libia; (iii) revisioni positive di 46 milioni di barili in Africa Sub-Sahariana e relative all'avanzamento delle attività di sviluppo di progetti in Nigeria e Angola; e (iv) revisioni positive di 45 milioni di barili nel Resto dell'Asia essenzialmente per effetto entitlement.

Nel 2020 le revisioni di precedenti stime sono pari a 184 milioni di barili.

Le revisioni positive di 100 milioni di barili in Kazakhstan sono riferite principalmente a maggiori entitlements e all'avanzamento delle attività di sviluppo.

Nel resto dell'Asia le revisioni positive di 114 milioni sono dovute a maggiori entitlements in Iraq (74 mmbbl) e all'avanzamento di progetti quali la concessione Umm Shaif/Nasr negli Emirati Arabi Uniti (37 mmbbl).

Le revisioni positive di 10 milioni di barili in Africa Sub Sahariana sono dovute a maggiori entitlements in Nigeria (14 mmbbl), Angola (8 mmbbl) e Ghana (3 mmbbl), compensate da revisioni negative dei giacimenti Loango e Zatchi in Congo (-18 mmbbl).

In America le revisioni positive di 16 milioni di barili sono dovute a maggiori entitlements in Messico (25 mmbbl), parzialmente compensati dalla rimozione di riserve non economiche negli USA (-9 mmbbl).

In Egitto le revisioni negative di 14 milioni sono dovute principalmente al progetto Abu Rudeis.

In Africa Settentrionale 44 milioni di revisioni negative sono dovute all'effetto prezzo e al taglio degli investimenti principalmente in Libia (-30 mmbbl) e in Algeria (-17 mmbbl).

Miglioramenti da recupero assistito

Nel 2018 i miglioramenti da recupero assistito di 13 milioni di barili sono riferiti principalmente ad Egitto ed Iraq.

Nel 2019 non sono stati registrati miglioramenti da recupero assistito.

Nel 2020 i miglioramenti da recupero assistito di 5 milioni di barili sono riferiti al progetto Burun in Turkmenistan.

Estensioni e nuove scoperte

Nel 2018 le nuove scoperte ed estensioni di 100 milioni di barili sono riferite principalmente per 85 milioni di barili al sanzionamento della decisione finale di investimento del progetto operato di Area1 in Messico.

Nel 2019 le nuove scoperte ed estensioni di 34 milioni di barili sono riferite essenzialmente per 21 milioni di barili alla decisione finale d'investimento del progetto Assa North in Nigeria e alla scoperta di Agogo nel Blocco operato 15/06 in Angola nonché all'avanzamento delle attività in Nikaitchuq negli Stati Uniti.

Nel 2020 le nuove scoperte ed estensioni sono pari a 5 milioni di barili nei campi Pegasus e Front Runner negli Stati Uniti e Mahani negli Emirati Arabi Uniti.

Cessioni

Nel 2018 le cessioni di 279 milioni di barili fanno riferimento alla business combination tra Eni Norge AS e Point Resources AS. Il contratto di fusione prevedeva la cessione delle riserve della prima controllata Eni Norge nell'ambito della business combination con Point Resources e l'acquisizione di Eni della quota delle riserve detenute dalla joint venture Vår Energi, partecipata da Eni con una quota del 70%. La fusione non ha prodotto effetti significativi in quanto le riserve cedute in relazione alla perdita del controllo sulla ex controllata Eni Norge erano compensate dall'acquisizione dell'interessenza di Eni nelle riserve dell'entità valutata con il patrimonio netto. Nel 2019 le cessioni di 29 milioni di barili sono relative per

28 milioni di barili alla cessione dell'intera quota degli asset produttivi in Ecuador.

Nel 2020 non sono state effettuate cessioni.

SOCIETÀ IN JOINT VENTURE E COLLEGATE

Acquisizioni

Nel 2018 le acquisizioni di 297 milioni di barili fanno riferimento al citato progetto di fusione in Norvegia con la creazione di Vår Energi.

Nel 2019 le acquisizioni di 109 milioni di barili fanno riferimento all'acquisizione di asset di ExxonMobil in Norvegia da parte della joint venture Vår Energi.

Nel 2020 non sono state effettuate acquisizioni.

Revisioni di precedenti stime

Nel 2018 le revisioni di precedenti stime negative per 95 milioni di barili includono il declassamento delle riserve certe non sviluppate relative a un progetto minerario in Venezuela (-96 milioni di barili) a causa del deterioramento del contesto operativo locale.

Nel 2019 le revisioni di precedenti stime positive per 42 milioni di barili sono riferite principalmente all'area Resto d'Europa (45 milioni di barili) a seguito delle attività di sviluppo del progetto Balder X in Norvegia.

Nel 2020 le revisioni di precedenti stime sono negative per 2 milioni di barili. Le revisioni negative nel Resto d'Europa (11 milioni di barili) nei campi di Ringhorne East ed Ekofisk in Norvegia per effetto prezzo sono state compensate dalla revisione positiva in Africa Sub-Sahariana (9 milioni di barili) relativa essenzialmente al progetto Angola LNG per migliori performance.

Estensioni e nuove scoperte

Nel 2018 non si sono registrate estensioni e nuove scoperte.

Nel 2019 le estensioni e nuove scoperte di 6 milioni di barili sono riferite allo sviluppo del giacimento Trestakk in Norvegia.

Nel 2020 le estensioni e nuove scoperte di 30 milioni di barili sono riferite alla decisione finale di investimento del progetto Bredaiblikk in Norvegia.

Cessioni

Nel 2018 non sono state effettuate cessioni.

Nel 2019 le cessioni di 6 milioni di barili sono relative alla cessione di asset minori in Norvegia.

Nel 2020 non sono state effettuate cessioni.

RISERVE CERTE DI GAS NATURALE

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2020										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2019	21.298	7.398	77.532	146.993	116.195	55.747	38.203	6.785	14.350	484.501
di cui: sviluppate	18.592	6.840	38.927	135.274	52.609	55.743	19.403	5.282	9.118	341.788
non sviluppate	2.706	558	38.605	11.719	63.586	4	18.800	1.503	5.232	142.713
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	(8.155)	132	(7.347)	(1.834)	238	3.902	10.086	(925)	13	(3.890)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte			12	168			1.524	107		1.811
Produzione ^(a)	(3.281)	(1.648)	(7.861)	(12.468)	(7.036)	(2.924)	(4.821)	(1.006)	(943)	(41.988)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020	9.862	5.882	62.336	132.859	109.397	56.725	44.992	4.961	13.420	440.434
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2019		21.869	388		8.155			46.661		77.073
di cui: sviluppate		16.914	388		2.520			46.661		66.483
non sviluppate		4.955			5.635					10.590
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime		(3.638)	22		3.200			(325)		(741)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione ^(b)		(3.783)	(31)		(1.024)			(2.187)		(7.025)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020		14.448	379		10.331			44.149		69.307
Riserve al 31 dicembre 2020	9.862	20.330	62.715	132.859	119.728	56.725	44.992	49.110	13.420	509.741
Sviluppate	7.934	17.245	29.086	127.730	54.411	56.725	19.094	47.224	8.927	368.376
consolidate	7.934	5.489	28.707	127.730	49.581	56.725	19.094	3.075	8.927	307.262
joint venture e collegate		11.756	379		4.830			44.149		61.114
Non sviluppate	1.928	3.085	33.629	5.129	65.317		25.898	1.886	4.493	141.365
consolidate	1.928	393	33.629	5.129	59.816		25.898	1.886	4.493	133.172
joint venture e collegate		2.692			5.501					8.193

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 6.318 Mscm.

(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 441 Mscm.

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2018	33.958	9.055	81.862	149.366	99.240	56.324	34.446	7.839	18.432	490.522
di cui: sviluppate	27.744	8.502	40.967	94.332	52.973	52.263	23.271	4.351	12.796	317.199
non sviluppate	6.214	553	40.895	55.034	46.267	4.061	11.175	3.488	5.636	173.323
Acquisizioni								207		207
Revisioni di precedenti stime	(8.770)	104	7.547	13.223	21.166	2.238	2.954	(656)	(3.055)	34.751
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		44			2.215		7.775	102		10.136
Produzione ^(a)	(3.890)	(1.805)	(11.877)	(15.596)	(5.928)	(2.815)	(5.612)	(691)	(1.027)	(49.241)
Cessioni ^(b)					(498)		(1.360)	(16)		(1.874)
Riserve al 31 dicembre 2019	21.298	7.398	77.532	146.993	116.195	55.747	38.203	6.785	14.350	484.501
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2018		10.202	382		8.788			48.613		67.985
di cui: sviluppate		7.816	382		1.633			48.613		58.444
non sviluppate		2.386			7.155					9.541
Acquisizioni		11.472								11.472
Revisioni di precedenti stime		2.136	41		373			33		2.583
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		(51)								(51)
Produzione ^(c)		(1.885)	(35)		(1.006)			(1.985)		(4.911)
Cessioni		(5)								(5)
Riserve al 31 dicembre 2019		21.869	388		8.155			46.661		77.073
Riserve al 31 dicembre 2019	21.298	29.267	77.920	146.993	124.350	55.747	38.203	53.446	14.350	561.574
Sviluppate	18.592	23.754	39.315	135.274	55.129	55.743	19.403	51.943	9.118	408.271
consolidate	18.592	6.840	38.927	135.274	52.609	55.743	19.403	5.282	9.118	341.788
joint venture e collegate		16.914	388		2.520			46.661		66.483
Non sviluppate	2.706	5.513	38.605	11.719	69.221	4	18.800	1.503	5.232	153.303
consolidate	2.706	558	38.605	11.719	63.586	4	18.800	1.503	5.232	142.713
joint venture e collegate		4.955			5.635					10.590

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 6.538 Mscm.

(b) Include 498 Mscm parte di un long term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di take-or-pay per la quale è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make up) dei volumi pagati.

(c) Include volumi destinati all'autoconsumo per 315 Mscm.

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2018										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2017	32.003	25.390	89.071	123.210	103.629	59.697	30.133	6.370	20.054	489.557
di cui: sviluppate	27.962	21.829	34.913	40.228	47.949	53.179	24.376	4.842	14.709	269.987
non sviluppate	4.041	3.561	54.158	82.982	55.680	6.518	5.757	1.528	5.345	219.570
Acquisizioni							1.966			1.966
Revisioni di precedenti stime	3.914	1.402	6.217	63.365	647	(632)	2.293	1.266	(441)	78.031
Miglioramenti di recupero assistito		2								2
Estensioni e nuove scoperte	2.446				188		5.797	2.165		10.596
Produzione ^(a)	(4.405)	(4.599)	(13.426)	(12.594)	(5.224)	(2.741)	(5.693)	(1.231)	(1.181)	(51.094)
Cessioni		(13.140)		(24.615)			(50)	(731)		(38.536)
Riserve al 31 dicembre 2018	33.958	9.055	81.862	149.366	99.240	56.324	34.446	7.839	18.432	490.522
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2017			371		9.879		41	51.505		61.796
di cui: sviluppate			371		2.348		41	51.505		54.265
non sviluppate					7.531					7.531
Acquisizioni		10.202								10.202
Revisioni di precedenti stime			57		(169)			(601)		(713)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione ^(b)			(46)		(922)		(22)	(2.291)		(3.281)
Cessioni							(19)			(19)
Riserve al 31 dicembre 2018		10.202	382		8.788			48.613		67.985
Riserve al 31 dicembre 2018	33.958	19.257	82.244	149.366	108.028	56.324	34.446	56.452	18.432	558.507
Sviluppate	27.744	16.318	41.349	94.332	54.606	52.263	23.271	52.964	12.796	375.643
consolidate	27.744	8.502	40.967	94.332	52.973	52.263	23.271	4.351	12.796	317.199
joint venture e collegate		7.816	382		1.633			48.613		58.444
Non sviluppate	6.214	2.939	40.895	55.034	53.422	4.061	11.175	3.488	5.636	182.864
consolidate	6.214	553	40.895	55.034	46.267	4.061	11.175	3.488	5.636	173.323
joint venture e collegate		2.386			7.155					9.541

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 6.287 Mscm.

(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 239 Mscm.

Le principali variazioni delle riserve certe di gas naturale indicate nelle tabelle precedenti per il periodo dal 2018 al 2020 sono discusse di seguito.

SOCIETÀ CONSOLIDATE

Acquisizioni

Nel 2018 le acquisizioni di 1.966 milioni di metri cubi sono riferite essenzialmente all'ingresso nei due Concession Agreement in Abu Dhabi come discusso precedentemente.

Nel 2019 le acquisizioni sono pari a 207 milioni di metri cubi e si riferiscono all'acquisizione di Oooguruk in Alaska.

Nel 2020 non sono state effettuate acquisizioni.

Revisioni di precedenti stime

Nel 2018 le revisioni di precedenti stime sono positive per 78.031 milioni di metri cubi e si riferiscono principalmente all'avanzamento delle attività di sviluppo in Egitto (63.365 milioni di metri cubi) nei progetti Zohr e Nidoco NW.

Nel 2019 le revisioni di precedenti stime sono positive per 34.751 milioni di metri cubi e si riferiscono principalmente

a: (i) Africa Sub-Sahariana per 21.166 milioni di metri cubi a seguito della decisione finale d'investimento per l'espansione dell'impianto di GNL di Bonny in Nigeria (Eni 10,4%); (ii) Egitto per 13.223 milioni di metri cubi a seguito dell'avanzamento delle attività di sviluppo del giacimento Zohr e di altri progetti minori; e (iii) Africa Settentrionale (7.547 milioni di metri cubi) per lo sviluppo del progetto Berkine North in Algeria. Le revisioni negative di 8.770 milioni di metri cubi in Italia sono riferite alla variazione dei prezzi gas di produzione con conseguenti effetti negativi sull'economicità dei profili di produzione.

Nel 2020 le revisioni di precedenti stime sono negative per 3.890 milioni di metri cubi principalmente in: (i) Italia (-8.155 milioni di metri cubi) riferito essenzialmente ai progetti Hera Lacina-Linda, Cervia-Arianna, Luna, Annamaria, Val d'Agri e Porto Garibaldi-Agostino e altri campi gas in Adriatico per effetto prezzo; e (ii) Africa Settentrionale (-7.347 milioni di metri cubi) principalmente nei progetti in Libia (-8.132 milioni di metri cubi) in particolare nei campi di Bahr Essalam ed Area E per effetto prezzo e vari campi in Algeria (522 milioni di metri cubi); iii) Egitto -1.834 milioni di metri cubi revisioni

sul campo di Tuna e sul campo di Zohr per l'effetto prezzo; iv) America -925 milioni di metri cubi per effetto prezzo su vari campi a gas negli Stati Uniti (-2.215 milioni di metri cubi) principalmente i campi dell'area Alliance parzialmente compensati dall'area Area 1 in Mexico (1.291 milioni di metri cubi). Le revisioni positive si riferiscono principalmente a: (i) Resto dell'Asia (10.086 milioni di metri cubi) per i progetti Merakes in Indonesia (6.440 milioni di metri cubi) per migliori performance e Zubair in Iraq (2.741 milioni di metri cubi) per revisioni profili; e (ii) Kazakhstan (3.902 milioni di metri cubi) per il progetto Karachaganak per revisioni tecniche e maggiori entitlement per effetto prezzo.

Miglioramenti da recupero assistito

Nel 2018 i miglioramenti da recupero assistito sono marginali e pari a 2 milioni di metri cubi.

Nel 2019 e 2020 non sono stati registrati miglioramenti da recupero assistito.

Estensioni e nuove scoperte

Nel 2018 le nuove scoperte ed estensioni sono pari a 10.596 milioni di metri cubi e si riferiscono essenzialmente a: (i) Resto dell'Asia (5.797 milioni di metri cubi) principalmente per la decisione finale d'investimento del progetto Merakes in Indonesia; (ii) Italia (2.446 milioni di metri cubi) principalmente per la decisione finale d'investimento del progetto Argo e Cassiopea; e (iii) America (2.165 milioni di metri cubi) per la decisione finale d'investimento del progetto operato Area 1 in Messico.

Nel 2019 le nuove scoperte ed estensioni sono pari 10.136 milioni di metri cubi e sono riferite principalmente al Resto dell'Asia (7.775 milioni di metri cubi) a seguito della decisione finale d'investimento del progetto Udr-Ghasha nell'off-shore degli Emirati Arabi Uniti.

Nel 2020 le nuove scoperte ed estensioni sono pari a 1.811 milioni di metri cubi e sono riferite principalmente al Resto dell'Asia (1.524 milioni di metri cubi) a seguito della decisione finale d'investimento del giacimento Mahani negli Emirati Arabi Uniti, avviato in produzione nel gennaio 2021 e in Egitto per le scoperte near field nelle concessioni di Bashrush e Abu Madi West.

Cessioni

Nel 2018 le cessioni di 38.536 milioni di metri cubi si riferiscono principalmente a: (i) Egitto (24.615 milioni di metri cubi) a seguito della cessione del 10% del progetto Zohr a Mubadala Petroleum; e (ii) Resto d'Europa (13.140 milioni di

metri cubi) a seguito principalmente della dismissione degli asset in Croazia e degli effetti della sopra citata business combination in Norvegia.

Nel 2019 le cessioni di 1.874 milioni di metri cubi sono riferite principalmente al Resto dell'Asia (1.360 milioni di metri cubi) a seguito della cessione della quota del 20% della scoperta Merakes in Indonesia.

Nel 2020 non sono state effettuate cessioni.

SOCIETÀ IN JOINT VENTURE E COLLEGATE

Acquisizioni

Nel 2018 le acquisizioni di 10.202 milioni di metri cubi si riferiscono al citato progetto di fusione in Norvegia con la creazione di Vår Energi (Eni 70%).

Nel 2019 le acquisizioni di 11.472 milioni di metri cubi si riferiscono alla citata acquisizione degli asset norvegesi di ExxonMobil da parte di Vår Energi (Eni 70%).

Nel 2020 non sono state effettuate acquisizioni.

Revisioni di precedenti stime

Nel 2018 le revisioni di precedenti stime negative per 713 milioni di metri cubi si riferiscono principalmente al de-booking delle riserve in Venezuela, già citato in precedenza. Nel 2019 le revisioni di precedenti stime positive per 2.583 milioni di metri cubi si riferiscono essenzialmente al Resto d'Europa (2.136 milioni di metri cubi) a seguito dell'avanzamento del progetto Balder X e dei campi Snorre e Smørbukk in Norvegia. Nel 2020 le revisioni di precedenti stime sono negative per 741 milioni di metri cubi. Le revisioni negative nel Resto d'Europa (3.638 milioni di metri cubi) riferite principalmente ai progetti Grane e Midgard in Norvegia sono state parzialmente compensate dalle revisioni positive in Africa Sub-Sahariana (3.200 milioni di metri cubi) per il progetto Angola LNG.

Estensioni e nuove scoperte

Nel triennio 2018-2020 non si sono verificate estensioni e nuove scoperte di rilievo.

Cessioni

Nel 2018 le cessioni sono pari a 19 milioni di metri cubi a seguito della cessione di asset minori nel Resto dell'Asia, in particolare in Indonesia.

Nel 2019 le cessioni sono pari a 5 milioni di metri cubi a seguito della cessione di asset minori nel Resto d'Europa, in particolare in Norvegia.

Nel 2020 non sono state effettuate cessioni.

VALORE STANDARD DEI FLUSSI NETTI DI CASSA FUTURI ATTUALIZZATI

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando alla stima delle produzioni future delle riserve certe i prezzi del petrolio e del gas medi dell'anno relativamente al 2020, 2019 e 2018. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.

Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri.

I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione

senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.

Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei Paesi nei quali Eni opera.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).

Il valore standard non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe di Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti alle attività di esplorazione e produzione.

Il valore standard dei flussi di cassa futuri attualizzati si analizza per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2020										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	6.120	1.737	19.780	26.003	26.901	21.519	22.528	6.638	1.599	132.825
Costi futuri di produzione	(3.587)	(753)	(5.431)	(7.515)	(10.909)	(6.224)	(7.241)	(3.382)	(265)	(45.307)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(1.925)	(756)	(4.378)	(1.638)	(4.257)	(1.743)	(4.511)	(1.786)	(246)	(21.240)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	608	228	9.971	16.850	11.735	13.552	10.776	1.470	1.088	66.278
Imposte sul reddito future	(170)	(61)	(4.946)	(5.320)	(2.988)	(2.313)	(6.774)	(441)	(140)	(23.153)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	438	167	5.025	11.530	8.747	11.239	4.002	1.029	948	43.125
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(33)	108	(2.413)	(4.101)	(3.714)	(6.040)	(1.681)	(482)	(383)	(18.739)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	405	275	2.612	7.429	5.033	5.199	2.321	547	565	24.386
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future		15.306	251		1.253			6.291		23.101
Costi futuri di produzione		(5.942)	(98)		(982)			(1.641)		(8.663)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(6.244)	(29)		(46)			(137)		(6.456)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		3.120	124		225			4.513		7.982
Imposte sul reddito future		(576)	(54)		(3)			(1.375)		(2.008)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		2.544	70		222			3.138		5.974
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(1.055)	(43)		(110)			(1.460)		(2.668)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		1.489	27		112			1.678		3.306
Totale	405	1.764	2.639	7.429	5.145	5.199	2.321	2.225	565	27.692

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2019										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	12.363	3.268	38.083	37.020	48.778	36.435	31.220	11.378	1.686	220.231
Costi futuri di produzione	(5.078)	(1.175)	(6.944)	(10.934)	(15.534)	(8.239)	(8.888)	(5.060)	(293)	(62.145)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.551)	(1.338)	(4.985)	(1.591)	(6.265)	(2.362)	(6.047)	(2.629)	(225)	(28.993)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	3.734	755	26.154	24.495	26.979	25.834	16.285	3.689	1.168	129.093
Imposte sul reddito future	(796)	(249)	(13.632)	(7.829)	(9.926)	(5.485)	(11.379)	(1.034)	(143)	(50.473)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	2.938	506	12.522	16.666	17.053	20.349	4.906	2.655	1.025	78.620
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(466)	63	(5.852)	(5.822)	(6.604)	(10.832)	(1.990)	(1.187)	(443)	(33.133)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	2.472	569	6.670	10.844	10.449	9.517	2.916	1.468	582	45.487
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future		25.094	380		1.787			7.730		34.991
Costi futuri di produzione		(6.953)	(113)		(863)			(2.038)		(9.967)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(6.519)	(23)		(59)			(145)		(6.746)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		11.622	244		865			5.547		18.278
Imposte sul reddito future		(7.020)	(77)		(225)			(1.783)		(9.105)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		4.602	167		640			3.764		9.173
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(1.544)	(88)		(322)			(1.809)		(3.763)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		3.058	79		318			1.955		5.410
Totale	2.472	3.627	6.749	10.844	10.767	9.517	2.916	3.423	582	50.897

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2018										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	18.372	4.895	43.578	39.193	53.534	40.698	33.384	14.192	2.319	250.165
Costi futuri di produzione	(5.659)	(1.438)	(6.653)	(12.193)	(16.417)	(8.276)	(9.492)	(6.038)	(511)	(66.677)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.670)	(1.350)	(4.700)	(2.769)	(6.778)	(2.640)	(5.755)	(2.467)	(291)	(31.420)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	8.043	2.107	32.225	24.231	30.339	29.782	18.137	5.687	1.517	152.068
Imposte sul reddito future	(1.671)	(798)	(17.514)	(7.829)	(11.566)	(6.524)	(11.980)	(1.791)	(289)	(59.962)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	6.372	1.309	14.711	16.402	18.773	23.258	6.157	3.896	1.228	92.106
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(2.045)	(124)	(6.727)	(6.564)	(7.501)	(12.477)	(2.258)	(1.508)	(491)	(39.695)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	4.327	1.185	7.984	9.838	11.272	10.781	3.899	2.388	737	52.411
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future		18.608	347		2.675			8.292		29.922
Costi futuri di produzione		(4.686)	(138)		(873)			(2.192)		(7.889)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(3.633)	(3)		(75)			(191)		(3.902)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		10.289	206		1.727			5.909		18.131
Imposte sul reddito future		(6.822)	(43)		(204)			(1.839)		(8.908)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		3.467	163		1.523			4.070		9.223
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(1.104)	(76)		(793)			(2.009)		(3.982)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		2.363	87		730			2.061		5.241
Totale	4.327	3.548	8.071	9.838	12.002	10.781	3.899	4.449	737	57.652

VARIAZIONI DEL VALORE STANDARD DEI FLUSSI NETTI DI CASSA FUTURI ATTUALIZZATI

La tabella seguente indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2020, 2019 e 2018.

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2020			
Valore al 31 dicembre 2019	45.487	5.410	50.897
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(10.046)	(1.490)	(11.536)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(34.188)	(5.324)	(39.512)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	123	142	265
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	792	(834)	(42)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	4.147	1.192	5.339
- revisioni delle quantità stimate	36	(285)	(249)
- effetto dell'attualizzazione	7.136	1.065	8.201
- variazione netta delle imposte sul reddito	13.336	3.814	17.150
- acquisizioni di riserve			
- cessioni di riserve			
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(2.437)	(384)	(2.821)
Saldo aumenti (diminuzioni)	(21.101)	(2.104)	(23.205)
Valore al 31 dicembre 2020	24.386	3.306	27.692

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2019			
Valore al 31 dicembre 2018	52.411	5.241	57.652
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(18.236)	(1.675)	(19.911)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(14.972)	(2.247)	(17.219)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.240	86	1.326
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(1.157)	(916)	(2.073)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	5.128	687	5.815
- revisioni delle quantità stimate	5.573	1.377	6.950
- effetto dell'attualizzazione	8.666	1.050	9.716
- variazione netta delle imposte sul reddito	6.013	(761)	5.252
- acquisizioni di riserve	260	2.579	2.839
- cessioni di riserve ^(a)	(429)	(88)	(517)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	990	77	1.067
Saldo aumenti (diminuzioni)	(6.924)	169	(6.755)
Valore al 31 dicembre 2019	45.487	5.410	50.897

(a) Include il valore relativo ai volumi parte di un long-term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di take-or-pay per la quale è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make up) dei volumi pagati.

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2018			
Valore al 31 dicembre 2017	36.993	2.633	39.626
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(19.793)	(445)	(20.238)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	27.970	671	28.641
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.649		1.649
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.525)	216	(2.309)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	6.468	14	6.482
- revisioni delle quantità stimate	10.487	(803)	9.684
- effetto dell'attualizzazione	5.670	384	6.054
- variazione netta delle imposte sul reddito	(16.566)	193	(16.373)
- acquisizioni di riserve	5.369	6.700	12.069
- cessioni di riserve	(8.363)		(8.363)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	5.052	(4.322)	730
Saldo aumenti (diminuzioni)	15.418	2.608	18.026
Valore al 31 dicembre 2018	52.411	5.241	57.652

Attestazione a norma delle disposizioni dell'Art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Francesco Esposito in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'Art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato nel corso dell'esercizio 2020.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2020 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.
3. Si attesta, inoltre, che:
 - 3.1 Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2020:
 - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
 - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.
 - 3.2 La relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

18 marzo 2021

/firma/ Claudio Descalzi

Claudio Descalzi

Amministratore Delegato

/firma/ Francesco Esposito

Francesco Esposito

Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari

Relazione della Società di revisione



Relazione della società di revisione indipendente

ai sensi dell'articolo 14 del DLgs 27 gennaio 2010, n° 39 e dell'articolo 10 del Regolamento (UE) n° 537/2014

Agli azionisti della
Eni SpA

Relazione sulla revisione contabile del bilancio consolidato

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato del gruppo Eni (il Gruppo), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2020, dal conto economico, dal prospetto dell'utile (perdita) complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo al 31 dicembre 2020, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/2005.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla società Eni SpA (la Società) in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale: Milano 20145 Piazza Tre Torri 2 Tel. 02 77831 Fax 02 7783240 Capitale Sociale Euro 6.890.000,00 i.v. C.F. e P.IVA e Reg. Imprese Milano Monza Brianza Lodi 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 071 2132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 080 5640211 - **Bergamo** 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035 2396601 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 051 6186211 - **Brescia** 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 030 3697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 095 7532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 055 2482811 - **Genova** 16121 Piazza Pievefretta 9 Tel. 010 20041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 081 36181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049 873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091 349737 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521 275611 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 085 4545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06 570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011 556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461 237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422 696611 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 040 3480781 - **Udine** 33100 Via Procello 43 Tel. 0432 25789 - **Varese** 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332 285039 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 045 8263901 - **Vicenza** 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444 393311

www.pwc.com/it



Aspetti chiave della revisione contabile

Gli aspetti chiave della revisione contabile sono quegli aspetti che, secondo il nostro giudizio professionale, sono stati maggiormente significativi nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato dell'esercizio in esame. Tali aspetti sono stati da noi affrontati nell'ambito della revisione contabile e nella formazione del nostro giudizio sul bilancio consolidato nel suo complesso; pertanto su tali aspetti non esprimiamo un giudizio separato.

Aspetti chiave

Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave

Valutazione delle riserve di idrocarburi, valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate

Nota 1 "Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi", Nota 11 "Immobili, impianti e macchinari", Nota 12 "Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing", Nota 13 "Attività immateriali", Nota 14 "Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing", Nota 15 "Partecipazioni" e Nota 20 "Fondi per rischi e oneri" del bilancio consolidato

Le voci Immobili, impianti e macchinari, Diritto di utilizzo beni in leasing e Attività immateriali accolgono importi significativi relativi agli Asset minerari, più precisamente riferibili a Pozzi e impianti di sfruttamento minerario del settore Exploration & Production (E&P) per Euro 39.648 milioni, Attività esplorativa e di valutazione (*appraisal*) E&P per Euro 1.341 milioni, Immobilizzazioni in corso E&P per Euro 7.118 milioni, Diritti di utilizzo beni in leasing per Euro 3.274 milioni, Diritti e potenziale esplorativo per Euro 888 milioni.

Il valore di carico degli asset minerari è anche comprensivo dei costi stimati d'abbandono e ripristino siti e dei *social project* il cui relativo fondo al 31 dicembre 2020 ammonta ad Euro 8.454 milioni.

Inoltre, il Gruppo detiene partecipazioni, operanti nel settore E&P, contabilizzate con il metodo del patrimonio netto per un ammontare complessivo, al 31 dicembre 2020, pari ad Euro 2.680 milioni.

Le procedure di revisione svolte hanno riguardato la comprensione, la valutazione e la verifica dell'efficacia operativa dei controlli rilevanti implementati dal management relativamente alla valutazione delle riserve di idrocarburi, alla valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate.

Le procedure di revisione sulla stima delle riserve di idrocarburi hanno compreso, tra l'altro, l'analisi della movimentazione delle riserve intervenuta nell'esercizio anche rispetto al loro anno di formazione, la comprensione delle principali assunzioni utilizzate e la verifica della loro ragionevolezza.

Con riferimento alla stima dei costi d'abbandono sono state svolte, tra l'altro, le seguenti ulteriori procedure di revisione:

- (i) abbiamo compreso il *framework* normativo e regolatorio nonché gli accordi minerari sottostanti;
- (ii) abbiamo confrontato i costi e le relative



L'ammortamento degli asset minerari è effettuato con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) sulla base delle produzioni dell'esercizio e della stima delle riserve d'idrocarburi producibili. Al 31 dicembre 2020 gli ammortamenti degli asset minerari riferiti al settore E&P sono pari ad Euro 6.273 milioni.

A fine esercizio gli asset minerari iscritti nel bilancio consolidato sono assoggettati a impairment test. Il valore recuperabile degli stessi è generalmente assunto pari al corrispondente valore d'uso e viene determinato attualizzando i flussi di cassa attesi dal loro utilizzo.

Al 31 dicembre 2020 le svalutazioni nette degli asset minerari riferiti al settore E&P e nella Partecipazione Var Energi AS (valutata con il metodo del patrimonio netto), fortemente caratterizzate dagli effetti della pandemia COVID-19 che ha comportato una contrazione di proporzioni storiche della domanda di idrocarburi determinando il conseguente crollo dei prezzi delle commodity, sono rispettivamente pari ad Euro 1.860 milioni e pari ad Euro 918 milioni.

La stima delle riserve di idrocarburi e la determinazione del valore degli asset minerari e delle voci correlate si basa su una serie di fattori, di assunzioni e di variabili, quali:

- (i) l'accuratezza della stima delle riserve che dipende dalla qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili nonché dalla relativa interpretazione e valutazione da parte degli esperti interni ed esterni del Gruppo;
- (ii) la stima delle produzioni future e dei relativi flussi di ricavi e costi operativi, dei costi di sviluppo e di abbandono, nonché delle relative tempistiche di sostenimento;
- (iii) le proiezioni di prezzo di lungo termine degli idrocarburi, che considerano i possibili impatti legati alla transizione energetica, riflessi nel Piano strategico 2021 – 2024, ritenute dal management coerenti con il raggiungimento degli obiettivi climatici dell'Accordo di Parigi 2015 Cop 21;
- (iv) le variazioni della legislazione fiscale, dei regolamenti amministrativi e le variazioni delle tipologie contrattuali sottostanti;

tempistiche di spesa a fine esercizio con le previsioni dell'anno precedente e, ove significative, abbiamo indagato le differenze riscontrate, nonché verificato la coerenza delle spese e delle tempistiche previste rispetto a quanto consuntivato.

In merito alla valutazione dei Diritti e potenziale esplorativo e alla Attività esplorativa e di *appraisal* E&P abbiamo discusso con il management le prospettive dei principali progetti esplorativi, verificandone la coerenza con gli investimenti previsti nei piani prospettici del Gruppo che comprendono, tra l'altro, il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione fissati dal Gruppo.

Le procedure di revisione relative agli ammortamenti hanno previsto, tra l'altro, la verifica dell'utilizzo dei tassi UOP risultanti dalla valutazione delle riserve e ricalcoli a campione effettuati anche con il supporto dei nostri esperti di *Information Technology*.

Con riferimento all'*impairment* test sono state svolte, tra l'altro, le seguenti ulteriori procedure di revisione:

- (i) abbiamo verificato la coerenza della metodologia utilizzata dal Gruppo con quanto previsto dal principio contabile internazionale IAS 36 e in particolare l'appropriatezza dei flussi di cassa utilizzati e la relativa coerenza con i piani prospettici del Gruppo;
- (ii) per un campione di CGU, abbiamo verificato la ragionevolezza delle assunzioni utilizzate dal management per la stima dei flussi di cassa, verificandone la coerenza con le relative stime delle riserve e dei costi di abbandono e ripristino siti;
- (iii) abbiamo verificato le analisi di sensitività effettuate dalla Società.

Abbiamo valutato la competenza tecnica e la relativa obiettività degli esperti interni ed esterni del Gruppo coinvolti nel processo di valutazione, nonché i metodi da loro utilizzati.



- (v) la produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta e le analisi di giacimento successive, che possono comportare delle revisioni significative;
- (vi) le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale, che potrebbero influire sui volumi delle riserve rispetto alla stima iniziale; e
- (vii) il tasso d'attualizzazione utilizzato.

Abbiamo riservato particolare attenzione al rischio di un'errata quantificazione delle stime effettuate dal management in relazione alla valutazione delle riserve di idrocarburi e alla valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate in considerazione (i) dell'elevato grado di incertezza delle stime e delle valutazioni (ii) della complessità tecnica dei modelli valutativi utilizzati (iii) del significativo impatto della pandemia COVID-19 e della conseguente contrazione nei consumi di idrocarburi che ha determinato il crollo dei prezzi delle commodity e (iv) della significatività delle connesse voci di bilancio.

I nostri esperti delle funzioni *Corporate Finance e Treasury*, e della funzione *Capital Projects & Infrastructure*, ci hanno supportato nella verifica della coerenza delle assunzioni contenute nel Piano strategico 2021 – 2024 con le mutate prospettive macroeconomiche del settore E&P, anche in relazione agli effetti della pandemia COVID-19, ed in particolare (i) nell'esame dei diversi modelli valutativi utilizzati, (ii) nella verifica delle metodologie adottate per la stima dei prezzi di medio-lungo termine delle commodity inclusa la verifica della coerenza di tali prezzi con i più recenti consensus di mercato, (iii) nella verifica dei tassi d'inflazione, anche rispetto ai valori espressi dal mercato e dagli analisti di settore e (iv) nell'esame dei diversi tassi di attualizzazione adottati.

Infine, abbiamo verificato l'informativa fornita nelle note al bilancio su tutti gli aspetti precedentemente descritti relativi agli asset minerari e alle altre voci di bilancio correlate nonché la coerenza delle stesse con le informazioni contenute nella Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario in merito agli obiettivi di neutralità carbonica e dei correlati rischi climatici.

Procedimenti in materia di responsabilità penale/amministrativa di impresa ed altri procedimenti in materia penale

Nota 1 "Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi" e Nota 27 "Garanzie, impegni e rischi" – Paragrafo "Contenziosi" - del bilancio consolidato

Il Gruppo è interessato da diversi procedimenti tra i quali rilevano, in materia di responsabilità penale/amministrativa d'impresa, l'*Indagine Congo* e l'*OPL 245 Nigeria*, e in materia penale, il *Proc. Pen. 12333/2017*.

Per l'indagine Congo, a seguito dell'avvenuta derubricazione del reato di corruzione internazionale e conseguente adesione all'ipotesi di sanzione concordata proposta dal Pubblico Ministero, il Gruppo ha stanziato a fondo rischi un

Abbiamo indirizzato le nostre procedure di revisione al fine di comprendere, valutare e validare il sistema di controllo interno con riferimento al processo relativo alla gestione dei procedimenti in cui il Gruppo è coinvolto, tra essi in particolare i controlli relativi alla determinazione della probabilità di soccombenza nonché dell'adeguatezza dell'informativa.

In particolare, è stata effettuata la



importo pari ad Euro 11,8 milioni; per i procedimenti OPL 245 *Nigeria* per il quale è intervenuta sentenza di assoluzione di primo grado in data 17 marzo 2021 e *Proc. Pen. 12333/2017*, il Gruppo non ha effettuato stanziamenti al fondo rischi in quanto un esito sfavorevole è stato ritenuto dagli amministratori non probabile.

La valutazione delle possibili implicazioni per il Gruppo derivanti da tali procedimenti ha rappresentato un complesso processo valutativo che ha comportato l'applicazione, da parte degli amministratori di un significativo livello di giudizio professionale sia nella quantificazione dei potenziali effetti contabili sia nella elaborazione dell'informativa fornita in bilancio.

Gli amministratori, nell'applicazione del proprio giudizio, sono stati supportati da esperti legali, sia interni sia esterni, incaricati di fornire assistenza sui vari procedimenti in corso.

comprensione del processo estimativo adottato dal Gruppo relativamente alla complessiva analisi dei procedimenti e alla valutazione dell'esito atteso da tali procedimenti nonché la verifica del disegno e della corretta operatività dei controlli rilevanti.

In aggiunta a quanto indicato, anche attraverso il supporto dei nostri esperti delle funzioni *Legal* e *Forensic*, abbiamo svolto la comprensione e l'esame delle principali assunzioni utilizzate dagli amministratori nella formazione del proprio giudizio in merito alla valutazione degli esiti dei contenziosi rilevanti e all'informativa fornita in bilancio, anche attraverso:

- esame della documentazione legale relativa ai procedimenti rilevanti nonché delle relazioni investigative predisposte dagli esperti incaricati dal Gruppo e/o dai suoi organi di governance;
- esame delle informazioni acquisite tramite i colloqui intercorsi con i legali interni del Gruppo, con la funzione di Internal Audit, con la funzione Compliance, con il Collegio Sindacale e con il Comitato Controllo e Rischi;
- esame delle risposte ottenute alle conferme esterne richieste ai legali terzi coinvolti in tali procedimenti rilevanti.

Le risultanze delle analisi condotte sono state confrontate con le valutazioni espresse in bilancio e con l'informativa in esso fornita dagli amministratori.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio consolidato

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/2005 e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.



Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio consolidato, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio consolidato a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della capogruppo Eni SpA o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria del Gruppo.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio consolidato nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche prese dagli utilizzatori sulla base del bilancio consolidato.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio consolidato, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti o eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno del Gruppo;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, inclusa la relativa informativa;
- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che il Gruppo cessi di operare come un'entità in funzionamento;



- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio consolidato nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio consolidato rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione;
- abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati sulle informazioni finanziarie delle imprese o delle differenti attività economiche svolte all'interno del Gruppo per esprimere un giudizio sul bilancio consolidato. Siamo responsabili della direzione, della supervisione e dello svolgimento dell'incarico di revisione contabile del Gruppo. Siamo gli unici responsabili del giudizio di revisione sul bilancio consolidato.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dagli ISA Italia, tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Abbiamo fornito ai responsabili delle attività di governance anche una dichiarazione sul fatto che abbiamo rispettato le norme e i principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano e abbiamo comunicato loro ogni situazione che possa ragionevolmente avere un effetto sulla nostra indipendenza e, ove applicabile, le relative misure di salvaguardia.

Tra gli aspetti comunicati ai responsabili delle attività di governance, abbiamo identificato quelli che sono stati più rilevanti nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato dell'esercizio in esame, che hanno costituito quindi gli aspetti chiave della revisione. Abbiamo descritto tali aspetti nella relazione di revisione.

Altre informazioni comunicate ai sensi dell'articolo 10 del Regolamento (UE) 537/2014

L'assemblea degli azionisti della Eni SpA ci ha conferito in data 10 maggio 2018 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e consolidato della Società per gli esercizi dal 31 dicembre 2019 al 31 dicembre 2027.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'articolo 5, paragrafo 1, del Regolamento (UE) 537/2014 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Società nell'esecuzione della revisione legale.

Confermiamo che il giudizio sul bilancio consolidato espresso nella presente relazione è in linea con quanto indicato nella relazione aggiuntiva destinata al collegio sindacale, nella sua funzione di comitato per il controllo interno e la revisione contabile, predisposta ai sensi dell'articolo 11 del citato Regolamento.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/2010 e dell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/1998

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari del gruppo Eni al 31 dicembre 2020, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio consolidato e la loro conformità alle norme di legge.



Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n° 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/1998, con il bilancio consolidato del gruppo Eni al 31 dicembre 2020 e sulla conformità delle stesse alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio consolidato del gruppo Eni al 31 dicembre 2020 e sono redatte in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/2010, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Dichiarazione ai sensi dell'articolo 4 del Regolamento Consob di attuazione del DLgs 30 dicembre 2016, n° 254

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per la predisposizione della dichiarazione non finanziaria ai sensi del DLgs 30 dicembre 2016, n° 254.

Abbiamo verificato l'avvenuta approvazione da parte degli amministratori della dichiarazione non finanziaria.

Ai sensi dell'articolo 3, comma 10, del DLgs 30 dicembre 2016, n° 254, tale dichiarazione è oggetto di separata attestazione di conformità da parte nostra.

Roma, 2 aprile 2021

PricewaterhouseCoopers SpA

A handwritten signature in black ink, appearing to read "G. Toselli".

Giovanni Andrea Toselli
(Revisore legale)

Bilancio di esercizio 2020

1	RELAZIONE SULLA GESTIONE	2
2	BILANCIO CONSOLIDATO	198
3	BILANCIO DI ESERCIZIO	344
	Schemi di bilancio	346
	Note al bilancio di esercizio	352
	Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti	417
	Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti ai sensi dell'Art. 153 D.Lgs. 58/1998	418
	Attestazione del management	425
	Relazione della Società di revisione	426
	Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti	434
4	ALLEGATI	436

Stato patrimoniale

		31.12.2020		31.12.2019	
(€)	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	8.111.215.941	148.064.138	4.752.470.760	110.988.773
Altre attività finanziarie destinate al trading	(6)	5.020.000.942		6.229.958.835	
Altre attività finanziarie	(16)	4.822.091.843	4.818.254.040	4.692.864.012	4.688.843.170
Crediti commerciali e altri crediti	(7)	3.755.913.387	2.259.846.477	4.980.639.428	2.981.395.714
Rimanenze	(8)	1.098.685.672		1.663.573.673	
Attività per imposte sul reddito	(9)	22.138.940		63.343.576	
Altre attività	(10)	1.322.120.444	963.299.411	1.532.342.642	993.956.577
		24.152.167.169		23.915.192.926	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(11)	6.568.559.866		7.482.764.775	
Diritto di utilizzo beni in leasing	(12)	1.888.129.130		2.027.023.519	
Attività immateriali	(13)	100.610.608		157.547.351	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(8)	993.584.286		1.413.226.422	
Partecipazioni	(15)	46.854.796.677		42.534.715.849	
Altre attività finanziarie	(16)	4.355.079.257	4.335.201.428	4.168.637.337	4.148.763.021
Attività per imposte anticipate	(17)	113.439.722		993.402.181	
Attività per imposte sul reddito	(9)	77.577.010		79.752.834	
Altre attività	(10)	909.664.462	295.753.995	521.877.781	279.072.941
		61.861.441.018		59.378.948.049	
Attività destinate alla vendita	(25)	1.818.699		1.588.442	
TOTALE ATTIVITÀ		86.015.426.886		83.295.729.417	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(19)	3.929.488.904	3.730.962.826	4.621.894.240	4.413.058.546
Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	(19)	1.848.002.204	119.785.353	3.080.748.473	978.335
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	422.865.118	207.609.107	337.189.259	160.555.668
Debiti commerciali e altri debiti	(18)	4.153.295.991	1.917.841.952	5.544.690.061	3.082.138.817
Passività per imposte sul reddito	(9)	4.192.107		2.746.560	
Altre passività	(10)	2.614.236.326	1.549.634.789	3.065.257.148	1.454.017.809
		12.972.080.650		16.652.525.741	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(19)	20.065.902.826	789.167.000	17.240.044.117	718.834.000
Passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	2.157.524.259	1.472.542.617	2.319.525.918	1.543.535.746
Fondi per rischi e oneri	(22)	4.890.082.308		4.308.691.031	
Fondi per benefici ai dipendenti	(23)	376.262.838		376.267.163	
Passività per imposte sul reddito	(9)	9.276.000		15.455.000	
Altre passività	(10)	837.504.979	308.957.298	747.701.416	151.563.615
		28.336.553.210		25.007.684.645	
TOTALE PASSIVITÀ		41.308.633.860		41.660.210.386	
PATRIMONIO NETTO					
Capitale sociale	(26)	4.005.358.876		4.005.358.876	
Riserva legale		959.102.123		959.102.123	
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale		39.145.108.890		36.216.209.281	
Acconto sul dividendo		(428.705.958)		(1.541.829.734)	
Azioni proprie		(581.047.644)		(981.047.639)	
Utile (perdita) dell'esercizio		1.606.976.739		2.977.726.124	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		44.706.793.026		41.635.519.031	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		86.015.426.886		83.295.729.417	

Conto economico

(€)	Note	2020		2019	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
Ricavi della gestione caratteristica		18.017.275.217	7.640.612.530	28.496.142.053	11.076.717.103
Altri ricavi e proventi		405.211.908	183.830.866	429.985.627	186.165.602
Totale Ricavi	(28)	18.422.487.125		28.926.127.680	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(29)	(18.396.881.872)	(7.729.416.261)	(27.534.272.260)	(14.432.576.776)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(7)	(9.745.436)		(65.165.504)	
Costo lavoro	(29)	(1.238.076.683)		(1.185.076.676)	
Altri proventi (oneri) operativi	(24)	(175.744.436)	(595.058.490)	112.722.000	(1.478.378.238)
Ammortamenti	(11),(12),(13)	(1.013.552.241)		(1.137.371.082)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(14)	(1.573.456.339)		(1.144.400.696)	
Radiazioni	(11),(13)	(124.003)		(2.401.456)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		(3.985.093.885)		(2.029.837.994)	
Proventi finanziari		2.212.522.760	230.642.035	1.625.147.595	244.817.589
Oneri finanziari		(2.748.914.676)	(97.687.249)	(2.015.741.083)	(81.182.872)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		26.124.850		116.895.080	
Strumenti finanziari derivati		210.774.295	(140.562.185)	(5.111.273)	8.590.077
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(30)	(299.492.771)		(278.809.681)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(31)	6.519.070.297		5.676.830.609	
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE		2.234.483.641		3.368.182.934	
Imposte sul reddito	(32)	(627.506.902)		(390.456.810)	
UTILE (PERDITA) DELL'ESERCIZIO		1.606.976.739		2.977.726.124	

Prospetto dell'utile (perdita) complessivo

(€ milioni)	Note	2020	2019
Utile (perdita) dell'esercizio		1.607	2.978
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:			
<i>Componenti non riclassificabili a conto economico</i>			
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(26)	(12)	(16)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(26)	(8)	
Effetto fiscale	(26)	3	4
		(17)	(12)
<i>Componenti riclassificabili a conto economico</i>			
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(26)	702	(767)
Differenze cambio da conversione Joint Operation	(26)	(31)	9
Effetto fiscale	(26)	(203)	222
		468	(536)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		451	(548)
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio		2.058	2.430

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva azioni proprie in portafoglio	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value partecipazioni minoritarie	Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve di utili non disponibili	Riserva IFRS 10 e 11	Altre riserve di utili disponibili	Acconto sul dividendo	Bond Ibrido (o obbligazioni subordinate perpetue)	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2019	4.005	10.368	959	(981)	981	(484)	(4)	(50)	9	311	25.086	(1.542)		2.978	41.636
Utile (perdita) dell'esercizio														1.607	1.607
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:															
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale								(9)							(9)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI							(8)								(8)
Componenti non riclassificabili a conto economico							(8)	(9)							(17)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						499									499
Differenze cambio da conversione Joint Operation										(31)					(31)
Componenti riclassificabili a conto economico						499				(31)					468
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio						499	(8)	(9)		(31)				1.607	2.058
Acconto sul dividendo 2020 (€0,12 per azione)												(429)			(429)
Attribuzione del dividendo residuo 2019 (€0,43 per azione a saldo dell'acconto 2019 di €0,43 per azione)												1.542	(2.978)		(1.436)
Destinazione utile residuo 2019										(13)	(87)				(100)
Annullamento azioni proprie				400	(400)										
Emissioni di obbligazioni subordinate perpetue													3.000		3.000
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale				400	(400)					(13)	(87)	1.113	3.000	(2.978)	1.035
Rigiro riserva art.6 comma 2 D.Lgs. 38/2005									(9)		9				
Riserva piano incentivazione di lungo termine											7				7
Costi emissioni obbligazioni subordinate perpetue											(25)				(25)
Altre variazioni						(5)				(4)	5				(4)
Altri movimenti di patrimonio netto						(5)			(9)	(4)	(4)				(22)
Saldi al 31 dicembre 2020	4.005	10.368	959	(581)	581	10	(12)	(59)		263	24.995	(429)	3.000	1.607	44.707

segue **Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto**

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva azioni proprie in portafoglio	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value partecipazioni minoritarie	Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve di utili non disponibili	Riserva IFRS 10 e 11	Altre riserve di utili disponibili	Acconto sul dividendo	Bond Ibrido (o obbligazioni subordinate perpetue)	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2018	4.005	10.368	959	(581)	581	61	(4)	(38)	9	308	25.287	(1.513)		3.173	42.615
Utile (perdita) dell'esercizio														2.978	2.978
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:															
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale								(12)							(12)
Componenti non riclassificabili a conto economico								(12)							(12)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						(545)									(545)
Differenze cambio da conversione Joint Operation										9					9
Componenti riclassificabili a conto economico						(545)				9					(536)
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio						(545)		(12)		9				2.978	2.430
Acconto sul dividendo 2019 (€0,43 per azione)												(1.542)			(1.542)
Attribuzione del dividendo residuo 2018 (€0,41 per azione a saldo dell'acconto 2018 di €0,42 per azione)												1.513		(2.989)	(1.476)
Destinazione utile residuo 2018										(6)	190			(184)	
Acquisto azioni proprie				(400)	400						(400)				(400)
Operazioni con gli azionisti				(400)	400					(6)	(210)	(29)		(3.173)	(3.418)
Riserva piano incentivazione di lungo termine											9				9
Altri movimenti di patrimonio netto											9				9
Saldi al 31 dicembre 2019	4.005	10.368	959	(981)	981	(484)	(4)	(50)	9	311	25.086	(1.542)		2.978	41.636

Rendiconto finanziario

(€ milioni)	2020	2019
Utile (perdita) dell'esercizio	1.607	2.978
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) al flusso di cassa netto da attività operativa:		
Ammortamenti	1.013	1.137
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	1.573	1.144
Radiazioni		2
Effetto valutazione partecipazioni	2.395	947
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(7)	(5)
Dividendi	(8.914)	(6.623)
Interessi attivi	(204)	(222)
Interessi passivi	550	611
Imposte sul reddito	628	390
Altre variazioni	3	
Flusso di cassa del capitale di esercizio	1.185	(131)
- rimanenze	966	(553)
- crediti commerciali	1.033	500
- debiti commerciali	(1.236)	(246)
- fondi per rischi e oneri	113	267
- altre attività e passività	309	(99)
Variazione fondo per benefici ai dipendenti	5	(8)
Dividendi incassati	8.853	6.623
Interessi incassati	210	212
Interessi pagati	(533)	(588)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	62	(2)
Flusso di cassa netto da attività operativa	8.426	6.465
- di cui verso parti correlate	(631)	(3.536)
Flusso di cassa degli investimenti	(8.045)	(5.575)
- attività materiali	(791)	(1.109)
- attività immateriali	(21)	(27)
- partecipazioni	(6.752)	(1.962)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(404)	(2.477)
- variazione debiti netti relativi all'attività di investimento	(77)	
Flusso di cassa dei disinvestimenti	208	892
- attività materiali	9	8
- partecipazioni	2	521
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	193	343
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	4	20
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	778	(2.202)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(7.059)	(6.885)
- di cui verso parti correlate	(485)	(4.287)
Assunzione (Rimborsi) di debiti finanziari non correnti	2.020	(958)
Rimborso di passività per beni in leasing	(337)	(293)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(699)	187
Dividendi pagati	(1.965)	(3.018)
Acquisto azioni proprie		(400)
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue	2.975	
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	1.994	(4.482)
- di cui verso parti correlate	(687)	240
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(2)	
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	3.359	(4.902)
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	4.752	9.654
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	8.111	4.752

Note al bilancio di esercizio

1 PRINCIPI CONTABILI, STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI

CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio di esercizio di Eni SpA è redatto, nella prospettiva della continuità aziendale¹, secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05.²

Il bilancio di esercizio è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto, ove appropriato, delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere valutate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione. Questi ultimi sono stati applicati coerentemente a tutti gli esercizi presentati salvo quando diversamente indicato. Il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 2020 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 18 marzo 2021.

Le informazioni a commento delle voci dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in milioni di euro.

CRITERI DI VALUTAZIONE

I criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione del bilancio consolidato, cui si rinvia, fatta eccezione per la rilevazione e valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate; per la valutazione delle esposizioni creditizie derivanti da operazioni infragruppo è normalmente assunta la piena capacità di recupero in considerazione, tra l'altro, della struttura finanziaria centralizzata del Gruppo che ne supporta eventuali esigenze sia finanziarie sia patrimoniali.

In particolare, le partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate sono valutate al costo di acquisto³; in presenza di piani di incentivazione basati su azioni della controllante attribuiti a dipendenti delle società controllate, il valore di iscrizione delle partecipazioni è incrementato, in assenza di meccanismi di riaddebito, del costo delle attribuzioni effettuate.

In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore, la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione della partecipazione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di

dismissione, e il valore d'uso. Quest'ultimo è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione, al netto dei costi di dismissione ovvero considerando il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate; in assenza di evidenze differenti, il valore d'uso è fatto pari almeno al patrimonio netto a uso consolidato.

La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione, è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante sia impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite. Con riferimento alle partecipazioni in società classificate come joint operation, nel bilancio di esercizio è rilevata la quota di competenza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie.

Le operazioni di compravendita di rami d'azienda e di partecipazioni di controllo poste in essere con società controllate ed aventi finalità meramente riorganizzative sono rilevate in continuità con i relativi valori contabili; l'eventuale differenza tra il prezzo e il valore contabile dell'oggetto trasferito determina in capo alla controllata la rilevazione di un incremento/decremento del patrimonio e conseguentemente in capo alla controllante un aumento del valore di iscrizione della partecipazione ovvero la rilevazione di un dividendo a conto economico.

Le attività finanziarie rappresentative di partecipazioni minoritarie, in quanto non possedute per finalità di trading, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, senza previsione del loro rigiro a conto economico in caso di realizzo; diversamente, i dividendi provenienti da tali partecipazioni sono rilevati a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni" a meno che non rappresentino chiaramente un recupero di parte del costo dell'investimento. La valutazione al costo di una partecipazione minoritaria è consentita nei limitati casi in cui il costo rappresenti un'adeguata stima del fair value.

Le distribuzioni da società controllate, joint venture e collegate sono imputate a conto economico quando è stabilito il diritto incondizionato a riceverne il pagamento. Una distribuzione eccedente il risultato economico complessivo dell'esercizio in cui è deliberata la distribuzione, rappresenta un evento che fa presumere una perdita di valore e, pertanto, comporta la necessità di verificare la recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione.

(1) Con riferimento agli effetti della pandemia COVID-19 si rinvia a quanto indicato nel paragrafo iniziale delle note al bilancio consolidato "Impatti COVID-19".

(2) I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio di esercizio sono coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2020.

(3) In caso di acquisizione del controllo in fasi successive di una partecipazione in una collegata o joint venture, il valore di iscrizione della partecipazione è determinato come sommatoria del costo sostenuto in ciascuna tranche di acquisto.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI

Con riferimento all'utilizzo di stime contabili e giudizi significativi si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

modifiche all'IFRS 16 "Concessioni sui canoni connesse alla COVID-19", in vigore per l'esercizio 2020, ha riguardato fattispecie non rilevanti.

2 SCHEMI DI BILANCIO

Con riferimento agli schemi di bilancio si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

4 PRINCIPI CONTABILI DI RECENTE EMANAZIONE

Con riferimento alla descrizione dei principi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

3 MODIFICA DEI CRITERI CONTABILI

Le modifiche ai principi contabili internazionali entrate in vigore dal 1° gennaio 2020 non hanno prodotto effetti significativi. Al riguardo si segnala che l'applicazione delle

Con riferimento al Bilancio 2020 rileva la circostanza che la modifica degli accordi commerciali con la Società Oleodotti Meridionali SpA ha determinato la modifica della qualificazione della partecipata da joint operation a joint venture. Gli effetti al 1° gennaio 2020 sono di seguito rappresentati:

(€ milioni)	Dati al 31.12.2019	Deconsolidamento SOM	Dati al 01.01.2020
Valori di bilancio			
Attività correnti	23.916	4	23.920
Crediti commerciali e altri crediti	4.981	5	4.986
Attività per imposte sul reddito	64	(1)	63
Attività non correnti	59.379	(4)	59.375
Immobili, impianti e macchinari	7.483	(38)	7.445
Partecipazioni	42.535	34	42.569
Passività correnti	16.653	4	16.657
Passività finanziarie a breve termine	4.622	9	4.631
Debiti commerciali e altri debiti	5.545	7	5.552
Altre passività	3.065	(12)	3.053
Passività non correnti	25.008	(4)	25.004
Fondi per rischi e oneri	4.309	(4)	4.305

5 DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI

Le disponibilità liquide ed equivalenti ammontano a €8.111 milioni (€4.752 milioni al 31 dicembre 2019) con un incremento di €3.359 milioni e comprendono attività finanziarie esigibili all'origine, generalmente, entro 90 giorni.

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in euro e in moneta estera che rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità detenuta a vista per le esigenze del Gruppo e da saldi attivi di conto corrente connessi alla gestione degli incassi e dei pagamenti del Gruppo che confluiscono sui conti Eni. L'ammontare di restricted cash è di circa €198

milioni in relazione a misure di pignoramento da parte di terzi.

La scadenza media dei depositi in euro (€5.948 milioni) è di 50 giorni e il tasso di interesse effettivo è negativo dello 0,397%; la scadenza media dei depositi in dollari USA (€781 milioni) è di 4 giorni e il tasso di interesse effettivo è 0,225%; la scadenza media dei depositi in sterline (€11 milioni) è di 4 giorni e il tasso di interesse effettivo è 0,020%.

Le expected credit loss su depositi presso banche e società finanziarie terze valutati al costo ammortizzato non sono significative.

6 ATTIVITÀ FINANZIARIE DESTINATE AL TRADING

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	1.003	1.180
Altri titoli	4.017	5.050
	5.020	6.230

Le attività finanziarie destinate al trading costituiscono una riserva di liquidità strategica avente l'obiettivo di assicurare al Gruppo la necessaria flessibilità finanziaria in particolari situazioni di mercato, per far fronte a fabbisogni imprevisi e per garantire adeguata elasticità ai programmi di sviluppo. L'attività di gestione di tale liquidità punta all'ottimizzazione del rendi-

mento, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, con il vincolo di tutela del capitale e disponibilità immediata dei fondi. Le attività finanziarie destinate al trading comprendono operazioni di prestito titoli per €1.361 milioni (€1.347 milioni al 31 dicembre 2019).

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Euro	3.337	3.841
Dollaro USA	1.600	2.179
Altre valute	83	210
	5.020	6.230

Di seguito l'analisi per emittente e la relativa classe di merito creditizio:

	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani				
Tasso fisso				
Italia	469	475	Baa3	BBB
Cile	179	184	A1	A+
Lituania	17	17	A3	A+
Stati Uniti d'America	10	10	Aaa	AA+
Giappone	5	5	A1	A+
Polonia	5	5	A2	A-
Germania	1	1	Aaa	AAA
	686	697		
Tasso variabile				
Italia	210	211	Baa3	BBB
Germania	56	55	Aaa	AAA
Cile	27	27	A1	A+
Stati Uniti d'America	10	10	Aaa	AA+
Finlandia	3	3	Aa1	AA+
	306	306		
Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani	992	1.003		
Altri titoli				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	955	973	Da Aa2 a Baa3	Da AA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	827	843	Da Aa1 a Baa3	Da AA+ a BBB-
Altri titoli	32	32	Da Aa1 a Baa3	Da AA+ a BBB-
	1.814	1.848		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	768	764	Da Aa1 a Baa3	Da AA+ a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.190	1.193	Da Aa1 a Baa3	Da AA+ a BBB-
Altri titoli	212	212	Da Aa1 a Baa3	Da AA+ a BBB-
	2.170	2.169		
Totale Altri titoli	3.984	4.017		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	4.976	5.020		

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n.27 - Garanzie, impegni e rischi.

7 CREDITI COMMERCIALI E ALTRI CREDITI

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Crediti commerciali	3.397	4.432
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	127	177
Anticipi al personale	27	38
Acconti per servizi e forniture	12	23
Crediti per attività di disinvestimento		1
Crediti verso altri	193	310
	3.756	4.981

I crediti commerciali, generalmente, sono infruttiferi e prevedono termini di pagamento entro i 120 giorni. I crediti commerciali riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica e dalla vendita di prodotti petroliferi. Al 31 dicembre 2020 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2021 per €557 milioni (€615 milioni nel 2019 con scadenza 2020). Le cessioni riguardano crediti commerciali relativi a Global Gas & LNG Portfolio (€261 milioni), Refining & Marketing (€285 milioni) e Power & Renewables (€11 milioni).

I crediti verso altri di €193 milioni includono principalmente: (i) i crediti per il regolamento di rapporti patrimoniali con imprese controllate incluse nel consolidato fiscale (€60 milioni); (ii) i crediti verso imprese controllate incluse nel consolidato IVA (€35 milioni).

I crediti commerciali e altri crediti in moneta diversa dall'euro sono pari a €393 milioni.

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti è stata elaborata sulla base di rating interni come segue:

(€ milioni)	Crediti in bonis			Crediti in default	Totale
	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto		
31.12.2020					
Clientela business	283	956	139	299	1.677
Pubbliche Amministrazioni		10		3	13
Altre controparti	82	53		71	206
Imprese controllate	2.160				2.160
Valore lordo	2.525	1.019	139	373	4.056
Fondo svalutazione		(5)	(6)	(289)	(300)
Valore netto	2.525	1.014	133	84	3.756
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	...	0,78	6,38	85,00	
31.12.2019					
Clientela business	353	1.172	223	347	2.095
Pubbliche Amministrazioni	3	6		3	12
Altre controparti	194	25	18	65	302
Imprese controllate	2.883				2.883
Valore lordo	3.433	1.203	241	415	5.292
Fondo svalutazione		(1)	(4)	(306)	(311)
Valore netto	3.433	1.202	237	109	4.981
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	...	0,15	2,40	75,37	

Eni distingue le esposizioni creditizie derivanti da rapporti commerciali e diversi sulla base della presenza di un processo di affidamento individuale o di una specifica valutazione del rischio controparte. In particolare, per le controparti commerciali diverse da pubbliche amministrazioni oggetto di un processo di affidamento individuale, la probabilità di default è calcolata sulla base di un rating interno definito tenendo conto di: (i) analisi specialistiche della situazione patrimoniale, finanziaria ed economica dei clienti corrente e prospettica; (ii) storia del rapporto contrattuale (regolarità dei pagamenti, presenza di elementi mitiganti il rischio, etc.); (iii) presenza di elementi mitiganti il rischio controparte (quali forme di securitization, assicurazioni del rischio, garanzie di terzi); (iv) eventuali clausole contrattuali specifiche a tutela del credito; (v) andamento del settore di riferimento; (vi) rischio Paese che considera le probabilità di accadimento su un orizzonte temporale di medio termine di eventi relativi al contesto operativo del creditore che possono compromettere la capacità di adempiere l'obbligazione verso Eni. I rating interni e i corrispondenti livelli di probabilità di default sono aggiornati tramite analisi di back-testing e valutazioni sulla rischiosità del por-

tafoglio correnti e forward looking. La loss given default (LGD) di questi clienti è stimata dai business Eni sulla base dell'esperienza storica di recupero dei crediti commerciali; per i clienti in default sono utilizzate stime basate, tra l'altro, sull'esperienza del recupero crediti in contenzioso o in ristrutturazione.

Per le controparti pubbliche amministrazioni la probabilità di default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardo pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i Country risk premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari, mentre la LGD è stimata sulla base delle medie storiche dei ritardi dei pagamenti, valorizzando in sostanza il time value tenuto conto delle forme di securitization in essere che possono comportare una mitigazione della stima della LGD.

Per le controparti non oggetto di un processo di affidamento individuale l'expected loss è determinata, per cluster omogenei, sulla base di un modello generico che sintetizza in un unico parametro (cd. ratio di expected loss) i valori della probabilità di default e della capacità di recupero avuto riguardo ai dati storici di recupero dei crediti dalla Società, sistematicamente aggior-

nati, integrati, ove appropriato, di considerazioni prospettiche in merito all'evoluzione del rischio di insolvenza.

Le valutazioni di recuperabilità dei crediti commerciali sono state riviste per incorporare gli effetti della crisi economica e finanziaria derivante dall'impatto della pandemia COVID-19 sulla solvibilità futura delle controparti stimando sia una maggiore dilazione nei tempi di recupero degli scaduti rispetto alla situazione precedente, generalmente un anno, sia un incremento delle probabili-

tà di default. Tali assunzioni sono state basate sull'esperienza e su valutazioni indipendenti del probabile incremento del rischio default delle controparti commerciali nei prossimi dodici mesi a fronte dell'evoluzione attesa dello scenario macroeconomico.

I crediti commerciali e altri crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di €300 milioni (€311 milioni al 31 dicembre 2019):

(€ milioni)	2020	2019
Fondo svalutazione iniziale	311	287
Accantonamenti su crediti in bonis	5	5
Accantonamenti su crediti in default	11	78
Utilizzi su crediti in bonis	(1)	(19)
Utilizzi su crediti in default	(26)	(40)
Fondo svalutazione finale	300	311

La variazione complessiva del fondo svalutazione di €11 milioni è connessa a: (i) accantonamenti netti rilevati a conto economico per €9 milioni (€63 milioni nel 2019) connessi essenzialmente ai nuovi stanziamenti operati (€16 milioni) parzialmente compensati dagli utilizzi per esuberanza (€6 milioni); (ii) utilizzo, in conto, del fondo (€20 milioni; €39 milioni nel 2019) per la copertura delle perdite su crediti precedentemente svalutati.

La valutazione al fair value dei crediti commerciali e altri crediti, generalmente, non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 - Rapporti con parti correlate.

8 RIMANENZE CORRENTI E RIMANENZE IMMOBILIZZATE – SCORTE D'OBBLIGO

Le rimanenze correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	2020	2019
Materie prime, sussidiarie e di consumo	160	325
Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture	213	188
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati e lavori in corso su ordinazione	192	158
Prodotti finiti e merci	534	980
Certificati bianchi		13
	1.099	1.664

Le rimanenze di materie prime sussidiarie e di consumo di €160 milioni sono costituite da greggi.

I prodotti finiti e merci sono costituiti da prodotti petroliferi (€330 milioni) e da gas naturale depositato principalmente presso Stoc-

caggi Gas Italia SpA (€184 milioni) e di GNL depositato presso il terminale di Zeebrugge e su navi viaggianti (€20 milioni).

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €24 milioni (€46 milioni al 31 dicembre 2019) come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Valore iniziale - Rimanenze correnti	46	189
Accantonamenti (utilizzi)	(22)	(143)
Valore finale - Rimanenze correnti	24	46

Le rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo di €994 milioni (€1.413 milioni al 31 dicembre 2019) includono 3,4 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al D.L. n. 249 del 31 dicembre 2012, in attuazione alla direttiva 2009/119/CE. La misura è determinata annualmente dal Ministero dello Sviluppo Economico.

La riduzione delle rimanenze e delle scorte d'obbligo è dovuta essenzialmente all'allineamento delle scorte al valore netto di realizzo a fine esercizio che è stato penalizzato dall'effetto della discesa dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi.

9 ATTIVITÀ E PASSIVITÀ PER IMPOSTE SUL REDDITO

(€ milioni)	31.12.2020				31.12.2019			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
IRES	21				21			
IRAP					30			
Crediti per istanze di rimborso		78			2	79		
Fondo per imposte sul reddito				9				15
Altre imposte sul reddito	1		4		11		3	
	22	78	4	9	64	79	3	15

Le imposte sul reddito sono commentate alla nota n. 32 - Imposte sul reddito.

10 ALTRE ATTIVITÀ E PASSIVITÀ

(€ milioni)	31.12.2020				31.12.2019			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	1.009	338	1.247	387	1.036	115	1.486	177
Passività da contratti per la clientela			747	393			432	455
Attività e Passività relative ad altre imposte:								
- Accise e Imposte di consumo	17		311		26		413	
- IVA	4		89		174		186	
- Royalty su idrocarburi estratti			115				171	
- Ritenute IRPEF su lavoro dipendente			17				35	
- Altre imposte e tasse	58	2	57	25	78	3	43	32
	79	2	589	25	278	3	848	32
Altre	234	569	32	34	218	404	299	84
	1.322	909	2.615	839	1.532	522	3.065	748

Il fair value degli strumenti finanziari derivati correnti e non correnti è commentato alla nota n. 24 - Strumenti finanziari derivati. Le passività da contratti con la clientela riguardano essenzialmente: (i) le quote a breve e a lungo termine degli anticipi incassati dal cliente Engie SA (ex Suez) a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica rispettivamente per €62 milioni e €393 milioni (€64 milioni e €455 milioni nel 2019); (ii) gli anticipi a breve termine ricevuti dalla Società Oleodotti Meridionali SpA⁴ per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto €394 milioni; (iii) i buoni carburante prepagati in circolazione per €226 milioni (€182 milioni nel 2019).

Le altre attività comprendono: (i) il costo d'iscrizione del gas prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long term per €493 milioni (€138 milioni oltre 12 mesi al 31 dicembre 2019) di cui €440

milioni previsti oltre i 12 mesi; (ii) gli anticipi relativi alla capacità di trasporto pluriennale di cui Eni è titolare in corrispondenza dei punti di interconnessione con gasdotti esteri il cui utilizzo è differibile nel tempo ai sensi della Delibera 666/2017/R/GAS (cd. reshuffling) €133 milioni (€204 milioni nel 2019); (iii) i depositi cauzionali verso fornitori €46 milioni (€70 milioni nel 2019). Le altre passività comprendono essenzialmente: (i) la rinegoziazione con Trans Austria Gasleitung GmbH del contratto passivo di trasporto gas €8 milioni (€12 milioni nel 2019); (ii) i rapporti con Eni Gas Transport Services SA per la cessione dei contratti passivi di trasporto con Transitgas AG sul tratto svizzero del gasdotto di importazione dall'Olanda €5 milioni (€12 milioni nel 2019).

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 - Rapporti con parti correlate.

(4) A partire dal 1° gennaio 2020 la Società non è più oggetto di consolidamento proporzionale in quanto, per effetto di una modifica contrattuale intervenuta, la Società non è più qualificata come joint operation.

11 IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

(€ milioni)	Terreni e fabbricati	Pozzi, impianti e macchinari E&P	Altri impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Attività esplorativa e di appraisal E&P	Immobilizzazioni in corso e acconti E&P	Altre immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
2020									
Valore iniziale netto	615	2.681	1.392	151	59	293	1.160	1.132	7.483
Deconsolidamento Società Oleodotti Meridionali-SOM SpA			(28)					(10)	(38)
Investimenti	1	1	52	7	14		349	367	791
Capitalizzazioni ammortamenti							22		22
Ammortamenti ^(a)	(28)	(406)	(144)	(23)	(17)		(3)		(621)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(66)	(299)	(600)	(1)	(1)	(2)	(59)	(501)	(1.529)
Dismissioni		(1)							(1)
Trasferimenti	22	149	148	4	2	(25)	(128)	(172)	
Altre variazioni e differenze cambio da conversione		559					(97)		462
Valore finale netto	544	2.684	820	138	57	266	1.244	816	6.569
Valore finale lordo	2.139	15.226	10.905	635	706	283	1.419	1.869	33.182
Fondo ammortamento e svalutazione	1.595	12.542	10.085	497	649	17	175	1.053	26.613
2019									
Valore iniziale netto	653	2.582	1.659	152	48	287	975	1.223	7.579
Operazioni straordinarie	(1)		(6)					(5)	(12)
Investimenti	1	2	35	11	17		437	606	1.109
Capitalizzazioni ammortamenti		31					4		35
Ammortamenti ^(a)	(30)	(537)	(190)	(21)	(15)				(793)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(36)	(230)	(242)		(1)		(40)	(508)	(1.057)
Radiazioni			(2)						(2)
Dismissioni		(6)						(2)	(8)
Trasferimenti	28	224	138	9	10	6	(232)	(182)	1
Altre variazioni e differenze cambio da conversione		615					16		631
Valore finale netto	615	2.681	1.392	151	59	293	1.160	1.132	7.483
Valore finale lordo	2.116	14.444	10.686	623	689	308	1.293	1.796	31.955
Fondo ammortamento e svalutazione	1.501	11.763	9.294	472	630	15	133	664	24.472

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione.

Gli investimenti di €791 milioni riguardano essenzialmente: (a) la Refining & Marketing (€420 milioni) in relazione: (i) all'attività di raffinazione e logistica, essenzialmente per attività di asset integrity e stay in business, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) all'attività di marketing, per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi; (b) la Exploration & Production (€352 milioni) e sono relativi principalmente alle attività di sviluppo di nuovi progetti e hanno riguardato in particolare: (i) il proseguimento delle attività di presviluppo condotte in Mozambico dalla joint operation Mozambique Rovuma Venture SpA; (ii) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi sui pozzi (Monte Alpi, Brenda e Annalisa); (iii) l'avanzamento

del programma di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (c) la Corporate (€19 milioni) principalmente per migliorie apportate alle sedi di proprietà o in locazione.

Le altre variazioni riguardano essenzialmente l'iscrizione delle somme da riconoscere alla Regione Basilicata, sulla base degli accordi attuativi definiti e in corso di formalizzazione connessi a interventi di compensazione e riequilibrio ambientale a carico di Eni, associati all'attività della Exploration & Production nelle aree della Val D'Agri (€448 milioni).

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

%	
Fabbricati	3-16
Pozzi e impianti di sfruttamento	Aliquota UOP
Impianti specifici di raffineria e logistica	5,5-15
Impianti specifici di distribuzione	4-12,5
Altri impianti e macchinari	4-25
Attrezzature industriali e commerciali	7-35
Altri beni	12-25

Di seguito le informazioni relative alla stratificazione dei pozzi sospesi in attesa dell'esito ("ageing") e i progetti ai quali si riferiscono:

	2020		2019	
	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)
Costi capitalizzati e sospesi di perforazione esplorativa				
- oltre 3 anni	184	2,24	201	2,24
	184	2,24	201	2,24
Costi capitalizzati di pozzi sospesi				
- progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento	184	2,24	201	2,24
	184	2,24	201	2,24

Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è del 2,01% (2,52% al 31 dicembre 2019). Gli oneri finanziari capitalizzati ammontano a €58 milioni. I contributi

pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €98 milioni.

12 DIRITTO DI UTILIZZO BENI IN LEASING E PASSIVITÀ PER BENI IN LEASING

Il diritto di utilizzo beni in leasing si analizza come segue:

(€ milioni)	Tolling	Immobili per uffici	Concessioni autostradali e locazione stazioni di servizio	Mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto Oil & Gas	Mezzi navali di perforazione (Drilling rig)	Autoveicoli	Altre tipologie	Totale
2020								
Valore iniziale netto	986	544	199	74	68	22	134	2.027
Incrementi		1	31	8	115	17	109	281
Ammortamenti ^(a)	(100)	(60)	(34)	(40)	(59)	(16)	(58)	(367)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	21		(21)	(11)			(25)	(36)
Differenze di cambio					(1)			(1)
Altre variazioni		(3)	(6)	(3)	(1)	(2)	(1)	(16)
Valore finale netto	907	482	169	28	122	21	159	1.888
Valore finale lordo	1.633	591	272	121	208	44	296	3.165
Fondo ammortamento e svalutazione	726	109	103	93	86	23	137	1.277
2019								
Prima applicazione IFRS 16	1.083	522	236	110	56	19	51	2.077
Riclassifiche	(429)							(429)
Valore iniziale netto al 01.01.2019	654	522	236	110	56	19	51	1.648
Incrementi	551	89	31	6	41	16	145	879
Ammortamenti ^(a)	(97)	(62)	(39)	(43)	(28)	(13)	(46)	(328)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(59)		(13)				(14)	(86)
Altre variazioni	(63)	(5)	(16)	1	(1)		(2)	(86)
Valore finale netto	986	544	199	74	68	22	134	2.027
Valore finale lordo	1.634	592	250	115	96	34	192	2.913
Fondo ammortamento e svalutazione	648	48	51	41	28	12	58	886

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione su altri asset.

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" di €1.888 milioni è riferito essenzialmente: (i) per €907 milioni ai contratti di tolling della Power & Renewables in relazione in particolare al contratto di tolling di EniPower SpA in forza del quale EniPower produce, tramite le proprie centrali, energia elettrica e vapore

esclusivamente per Eni SpA. Eni a sua volta mette a disposizione di EniPower i combustibili necessari e fornisce le indicazioni sulle produzioni da effettuare; (ii) per €482 milioni all'affitto di immobili ad uso ufficio in particolare della Corporate, con una durata residua media di circa 6 anni comprensiva delle opzioni

di rinnovo e di risoluzione anticipata; (iii) per €169 milioni le concessioni autostradali, le locazioni di terreni, le locazioni di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi della Refining & Marketing; (iv) per €28 milioni i contratti di leasing delle navi e relative basi logistiche per il trasporto di olio e gas in particolare della Global Gas & LNG Portfolio (€18 milioni); (v) per €122 milioni i contratti relativi ai mezzi di perforazione navali - drilling rig della Exploration & Production con una durata residua media contrattuale di circa 2 anni; (vi) per €93 milioni al contratto di lavorazione di Raffineria di Gela SpA incluso nelle "altre tipologie".

I canoni variabili rilevati a conto economico riguardano essenzialmente: (i) le concessioni autostradali e le locazioni di stazioni di servizio per le quali è prevista la corresponsione di canoni variabili (royalties) sulla base dei volumi di carburanti erogati (€/Mc). L'adozione di tale formula contrattuale è predeterminata

nei bandi di gara per l'assegnazione delle concessioni o richiesta dal lessor nel caso delle locazioni di punti vendita ad alta performance, al fine di assicurare il matching tra canoni e flussi di cassa in entrata. Il rapporto dei pagamenti variabili rispetto a quelli fissi dovuti per il leasing è nell'ordine del 4%, essenzialmente attribuiti alle locazioni di stazioni di servizio; (ii) il contratto di lavorazione di Raffineria di Gela SpA che prevede la corresponsione di un compenso variabile sulla base della quantità di materia prima effettivamente lavorata; il rapporto dei pagamenti variabili rispetto a quelli fissi dovuti per il leasing è nell'ordine del 72%.

Le informazioni relative alla recuperabilità del valore d'iscrizione del RoU sono riportate alla nota n. 14 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing.

Le passività per beni in leasing si analizzano come segue:

(€ milioni)	Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	Passività per beni in leasing a lungo termine	Totale
2020			
Valore iniziale	337	2.320	2.657
Incrementi		281	281
Decrementi	(337)		(337)
Altre variazioni	423	(444)	(21)
Valore finale	423	2.157	2.580
2019			
Prima applicazione IFRS 16	269	1.808	2.077
Valore iniziale al 01.01.2019	269	1.808	2.077
Incrementi		886	886
Decrementi	(293)		(293)
Altre variazioni	361	(374)	(13)
Valore finale	337	2.320	2.657

Il totale dei flussi finanziari in uscita per leasing comprende: (i) i pagamenti per il rimborso della quota capitale della passività per beni in leasing di €337 milioni; (ii) i pagamenti per interessi passivi di €78 milioni.

I principali contratti di leasing sottoscritti per i quali l'asset non è stato ancora messo a disposizione riguardano: (i) un contratto dal valore nominale di €438 milioni relativo alla locazione di uffici della durata di 20 anni con opzione di proroga per ulteriori 6 anni; (ii) un contratto di utilizzo dell'unità navale FLNG sottoscritto dalla joint operation Mozambique Rovuma Venture SpA (Eni 35,71%) per lo sviluppo della scoperta di Coral nell'off-shore del Mozambico il cui valore sarà determinato in funzione

dei costi finali sostenuti per la realizzazione dell'asset da parte della Società collegata Coral FLNG SA e degli oneri finanziari relativi al debito di quest'ultima verso la Società Coral South FLNG DMCC. La commencement date del leasing è prevista nel 2022, con l'avvio in produzione del giacimento di Coral.

I principali esborsi futuri potenzialmente dovuti che non sono riflessi nella determinazione della passività per leasing sono relativi a: (i) opzioni di proroga e risoluzione del contratto di leasing degli immobili ad uso uffici (€302 milioni), stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi (€148 milioni), mezzi di perforazione (€5 milioni).

Gli ammontari rilevati nel conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	2020	2019
Altri ricavi e proventi		
- proventi da remeasurements	1	3
	1	3
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi:		
- leasing di breve durata	13	16
- leasing di modico valore	15	14
- canoni di leasing variabili non inclusi nella passività per beni in leasing	114	32
	142	62
Ammortamenti		
- ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing	367	328
- capitalizzazioni ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali	(15)	(30)
	352	298
Svalutazioni (riprese di valore) nette dei diritti utilizzo beni in leasing	36	86
Proventi (oneri) finanziari		
- interessi passivi su passività per beni in leasing	88	81
- oneri finanziari capitalizzati diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali	(1)	(4)
	87	77

I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 3% al 100%.

13 ATTIVITÀ IMMATERIALI

(€ milioni)	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Immobilizzazioni in corso e acconti	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile definita	Attività immateriali a vita utile indefinita: Goodwill	Totale
2020							
Valore iniziale netto	16	85	9	31	141	17	158
Investimenti		17	4		21		21
Ammortamenti	(2)	(45)			(47)		(47)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(5)		(3)		(8)		(8)
Trasferimenti	2	8	(12)	2			
Altre variazioni			7	(30)	(23)		(23)
Valore finale netto	11	65	5	3	84	17	101
Valore finale lordo	387	1.188	8	495	2.173	94	2.267
Fondo ammortamento e svalutazione	376	1.123	3	492	2.089	77	2.166
2019							
Valore iniziale netto	17	100	12	34	163	17	180
Investimenti		20	7		27		27
Ammortamenti	(1)	(47)		(3)	(51)		(51)
Riprese di valore (svalutazioni) nette			(1)		(1)		(1)
Trasferimenti		9	(9)				
Altre variazioni		3			3		3
Valore finale netto	16	85	9	31	141	17	158
Valore finale lordo	385	1.161	10	619	2.175	94	2.269
Fondo ammortamento e svalutazione	369	1.076	1	588	2.034	77	2.111

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €11 milioni riguardano essenzialmente i diritti minerari relativi alle concessioni di giacimenti. Le concessioni sono ammortizzate principalmente con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di €65 milioni riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno di software a supporto delle aree di business e di staff e i diritti di utilizzazione di processi

produttivi di raffinaria. I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 12,5% al 100%.

Le immobilizzazioni in corso e acconti di €5 milioni riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business.

Gli investimenti di €21 milioni (€27 milioni al 31 dicembre 2019) si riferiscono essenzialmente ai costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business e staff.

14 RIPRESE DI VALORE (SVALUTAZIONI) NETTE DI ATTIVITÀ MATERIALI, IMMATERIALI E DIRITTO DI UTILIZZO BENI IN LEASING

Le svalutazioni sono determinate confrontando il valore di libro degli asset con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo su base continuativa (cd. cash generating unit - "CGU"); la definizione delle CGU è operata considerando, tra l'altro, le modalità con cui il management controlla l'attività operativa o assume decisioni in merito a mantenere operativi o dismettere i beni e le attività della Società. Le principali CGU di Eni SpA sono: (i) nella Exploration & Production, i campi o insiemi (pool) di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa sono interdipendenti; (ii) nel business Refining & Marketing, le raffinerie e gli impianti, afferenti ai canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete).

Ai fini della verifica della recuperabilità del valore di iscrizione le attività per diritti di utilizzo beni in leasing (right-of-use o RoU) significative sono, generalmente, incluse nel valore di iscrizione delle CGU a cui sono riferibili e il relativo valore d'uso è determinato escludendo dalla stima dei flussi di cassa futuri, oggetto di attualizzazione, gli esborsi relativi ai pagamenti dei canoni di leasing. I diritti d'uso che non sono specificatamente allocabili alle CGU sono considerati corporate assets la cui recuperabilità è verificata considerando il complesso delle CGU della Società.

Il VIU delle CGU è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla cessione al termine della vita utile. I flussi di cassa sono determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (i) per i primi quattro anni della stima, dall'ultimo piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi di produzione e vendita, ai profili delle riserve, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio; (ii) per gli anni successivi al quarto, tenuto conto delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili macroeconomiche

adottate dal management (tassi di inflazione, prezzo del petrolio, etc.), si assumono proiezioni dei flussi di cassa basate: a) per le CGU Oil & Gas, sulla vita residua delle riserve tenuto conto delle scadenze contrattuali dei titoli e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; b) per le CGU del business Refining & Marketing sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni normalizzate di costi operativi e investimenti di mantenimento; (iii) nella determinazione dei flussi di cassa si considerano gli esborsi che si prevede di sostenere per assicurare la compliance con la normativa in materia di emissioni di CO₂ (ad es. Emission Trading Scheme per le CGU localizzate nel mercato unico europeo) ovvero che si prevede di sostenere su base volontaria (forestry); (iv) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico-finanziarie del piano industriale quadriennale e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale, all'LNG, all'energia elettrica e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati), lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione e si basa sulle ipotesi relative all'evoluzione dei fondamentali sempre confrontate con il consensus e, laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità ed affidabilità, sulle curve forward/future.

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa, al netto delle imposte, al costo medio ponderato del capitale (cd. weighted average cost of capital - "WACC"), rettificato del rischio Paese specifico in cui si trova la cash generating unit oggetto di valutazione. I WACC sono differenziati in funzione della rischiosità espressa dalle linee di business in cui opera l'attività; in particolare: (i) per la Exploration & Production e la Refining & Marketing si considera il costo medio ponderato del capitale di Eni; (ii) per le attività appartenenti al settore Global Gas & LNG Portfolio (GGP) e ai business Power e Renewables, tenuto conto delle relative differenti rischiosità rispetto a quella complessiva Eni, sono definiti specifici WACC sulla base di un campione di società comparabili. Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

In termini di impairment indicators i fattori considerati ai fini del bilancio consolidato risultano sostanzialmente applicabili anche a Eni SpA. I flussi di cassa futuri utilizzati nella determinazione dei VIU sono stimati dal management sulla base di previsioni in merito all'evoluzione futura di variabili quali i prezzi degli idrocarburi, i volumi di produzione, i costi operati e di sviluppo, nonché al tasso di attualizzazione. La view del management sui prezzi di lungo termine del petrolio e del gas costituisce l'assunzione più critica tra quelle adottate nella stima dei VIU. Le previsioni di lungo termine sullo scenario petrolifero sono una materia complessa e soggettiva e il management esprime il proprio giudizio nel proiettare in un futuro distante trend incerti quali il ritmo di transizione verso un'economia low carbon, le possibili azioni che saranno attuate dai governi e dalle società per raggiungere gli obiettivi climatici dell'Accordo di Parigi 2015 COP 21 per limitare l'incremento della temperatura del globo ben al di sotto dei 2°C o di scenari di decarbonizzazione ancora più sfidanti quali il Net Zero Emission 2050 della IEA (WEO 2020) o dell'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), nonché l'evoluzione delle preferenze dei consumatori, quali ad esempio i tassi di sostituzione dei veicoli dotati di motori a combustione interna con i veicoli elettrici (EV), tutti fattori che influiranno sul tempo di raggiungimento del "peak oil demand". Altre variabili considerate nella determinazione del bilanciamento futuro tra domanda e offerta comprendono: le previsioni di crescita del PIL mondiale, il progresso tecnologico, considerazioni sui piani d'investimento dell'industria e sul potenziale minerario dei bacini, i costi per lo sviluppo di nuova offerta e il comportamento dei principali Paesi detentori di riserve.

Il 2020 è stato caratterizzato da una contrazione di proporzioni storiche della domanda petrolifera globale, scesa di circa il 9% (da 100 milioni di barili/giorno nel 2019 a circa 91,2 milioni nel 2020) a causa delle misure di lockdown imposte dai governi di tutto il mondo per contenere la diffusione della pandemia COVID-19 con ricadute di vaste proporzioni sull'attività economica, il commercio internazionale e gli spostamenti delle persone come testimonia la quasi totale paralisi del traffico aereo civile. Questo ha determinato il crollo dei prezzi delle commodity con il greggio di riferimento Brent diminuito del 35% in media annua, dopo aver toccato un minimo di circa 15 \$/barile nel mese di aprile, all'apice della crisi. Dal novembre 2020, una serie di sviluppi sul fronte macro fa scattare la ripresa del mercato petrolifero: l'approvazione di vaccini efficaci contro il virus con la prospettiva di riapertura delle economie in lockdown, l'accelerazione della crescita dell'economie asiatiche, in particolare Cina e India grandi consumatori di petrolio, la disciplina produttiva dell'OPEC+ che decide di diluire l'abbandono delle quote e l'impegno dell'Arabia Saudita nello stabilizzare il mercato, la disciplina finanziaria delle oil companies, in particolare i produttori shale negli USA, infine un inverno particolarmente rigido in Asia prima e USA dopo innescando una forte domanda di gas e prodotti in un contesto di offerta poco reattiva, facendo tornare il tema della sicurezza energetica. Il prezzo del petrolio recupera in quattro mesi oltre il 50% del va-

lore, arrivando a fine febbraio in area 65 \$/barile. Nonostante tali recenti sviluppi, il management ha assunto rispetto al passato un approccio ancora più conservativo nell'elaborare la view dei prezzi di lungo termine alla luce dei rischi e delle incertezze sui trend fondamentali. La pandemia e le connesse disruption di mercato potrebbero comportare una fase di crescita economica inferiore rispetto al potenziale, poiché a differenza di altre recessioni, quella conseguente al COVID-19 ha investito contemporaneamente tutti i settori produttivi ciclici e l'economia dei servizi, con conseguenti fluttuazioni estreme dell'attività economica. È stato valutato il rischio di un periodo prolungato di domanda petrolifera più debole rispetto ai trend pre-pandemia, anche in relazione alla diffusione di nuovi modelli sociali che potrebbero comportare fenomeni di "demand destruction". Infine, è probabile che i rilevanti interventi fiscali adottati dai governi per ricostruire l'economia su basi più sostenibili comporteranno una significativa accelerazione della transizione energetica, promuovendo la progressiva sostituzione degli idrocarburi nel mix delle fonti nel lungo termine. Sulla base di queste considerazioni, il management ha rivisto in riduzione lo scenario di lungo termine dei prezzi degli idrocarburi, driver principale delle decisioni di investimento della Compagnia e delle valutazioni di bilancio di recuperabilità dei valori di libro delle attività fisse di Eni. Il nuovo scenario adottato da Eni prevede un prezzo di lungo termine del petrolio per il riferimento Brent di 60 \$/barile in termini reali 2023, rispetto all'assunzione di 70 \$/barile del precedente piano industriale riflessa nelle valutazioni del bilancio 2019. Per il 2021 e il 2022 il prezzo è previsto rispettivamente a 50 e 55 \$/barile. Il management ritiene che tale scenario sia sostanzialmente allineato con quello assunto dalla IEA nel SDS WEO 2020, che traccia l'evoluzione delle economie e del mix energetico coerente con il conseguimento degli obiettivi dell'Accordo di Parigi 2015 COP 21. Il prezzo del gas per il riferimento al mercato spot PSV Italia è previsto a 5,5 \$/mmBTU nel 2023 rispetto ai precedenti 7,8 \$/mmBTU. Oltre alla revisione dello scenario, il management ha modificato, rispetto al passato, i piani industriali con un focus ancora maggiore sulla disciplina finanziaria e la selettività degli investimenti per lo sviluppo delle riserve di idrocarburi riducendo la dimensione assoluta dello spending a circa €4,5 miliardi per anno nel prossimo quadriennio. Nel 2020 gli investimenti del settore Exploration & Production sono stati ridotti, a livello di Gruppo, di €2,6 miliardi rispetto al budget originario (circa -35%) con l'obiettivo di tutelare la posizione finanziaria e patrimoniale dell'Azienda in un momento di rilevante contrazione dei prezzi delle commodity e dei cash flow.

Il business della raffinazione è stato, insieme alla Exploration & Production, quello maggiormente colpito dalla crisi economica conseguente alla pandemia COVID-19, che ha causato il crollo della domanda di carburanti per autotrazione ed avio. Il calo della domanda ha determinato la contrazione degli spread dei prodotti guida rispetto alla carica (sintetizzati dall'andamento del margine indicatore SERM che ha registrato una diminuzione del 60% in media annua); in particolare, nella seconda parte dell'anno i mar-

gini di raffinazione sono scesi su valori minimi storici (si stima degli ultimi trent'anni) a causa della ripresa del prezzo del petrolio sostenuto dai tagli produttivi e della debolezza dei consumi. Inoltre, i tagli produttivi dell'OPEC+ hanno ridotto l'offerta di greggi ATZ "heavy/sour" che sono l'input principale dei sistemi di conversione e che in condizioni normali di mercato quotano a sconto rispetto al marker Brent. Le dislocazioni di mercato sono state così ampie da generare quotazioni dei greggi ATZ a premio del Brent, riducendo in maniera sostanziale il vantaggio della conversione. Pertanto, il management ha rivisto al ribasso lo scenario di raffinazione e i premi di conversione soprattutto nel breve termine per scontare la perdurante debolezza della domanda e le aspettative di continua pressione competitiva.

Il WACC 2020 di Eni pari al 6,7% registra una modesta riduzione rispetto al 2019 dovuta principalmente alla flessione degli yield delle attività risk-free di Paesi benchmark, che per effetto delle politiche monetarie espansive delle banche centrali sono andati in territorio negativo. Tale trend è stato attenuato dal maggior peso attribuito alla volatilità di breve termine del titolo Eni (beta rilevato da fonti indipendenti) che sconta, rispetto al pregresso, una maggior rischiosità percepita del settore Oil & Gas a causa dei climate-related risks e delle debolezze strutturali dell'industry, amplificate dalla crisi pandemica.

In considerazione della presenza generalizzata di impairment indicator in tutti i settori di business Eni e delle politiche aziendali di regolare verifica della recuperabilità dei carrying amounts, è stato eseguito il test di impairment del 100% delle Cash Generating Unit.

Per effetto del quadro degli impairment indicator e del WACC adjusted sopra rappresentati nel 2020 sono state rilevate svalutazioni nette di attività materiali pari a €1.529 milioni che hanno riguardato principalmente Refining & Marketing e Exploration & Production. In particolare: (i) le svalutazioni rilevate nella Refi-

ning & Marketing di €1.170 milioni riguardano principalmente la svalutazione della Raffineria di Sannazzaro e gli investimenti di periodo relativi a CGU interamente svalutate in precedenti reporting period; il tasso di attualizzazione post-tax e pre-tax relativo alle raffinerie Italia è del 6,3%; (ii) le svalutazioni rilevate nella Exploration & Production di €359 milioni dovute principalmente alla revisione dei prezzi di lungo termine degli idrocarburi e alla rimodulazione degli investimenti, nonché a revisioni negative delle riserve. Il tasso di attualizzazione post-tax è del 6,1% che si ridetermina in 6,02% pre-tax. Le svalutazioni nette dei diritti di utilizzo beni in leasing (€36 milioni) hanno riguardato principalmente la Refining & Marketing.

Inoltre, nell'ambito della verifica della recuperabilità del valore di iscrizione delle attività si è tenuto conto delle previsioni di costo associate ai progetti di forestry, che rappresenta una delle linee d'azione della strategia di decarbonizzazione Eni prevedendo la partecipazione onerosa a iniziative di conservazione e di ripopolamento delle foreste primarie e secondarie con l'ottenimento di crediti di carbonio, certificati secondo standard internazionali. Il management prevede un progressivo ramp-up di tali iniziative nel medio-lungo termine con l'obiettivo al 2030 di avere un portafoglio di progetti forestry dai quali ottenere un ammontare annuale di crediti di carbonio in grado di coprire il deficit di emissioni dirette residue ("Scope 1 e 2") del settore Exploration & Production ai fini della neutralità carbonica delle produzioni equity dal 2030 in poi. Tali costi per acquisto crediti di carbonio sono considerati parte dei costi operativi della Exploration & Production e non essendo allocabili sulle singole CGU su basi ragionevoli e coerenti sono riferiti all'intera linea di business e inclusi nel processo di impairment test attraverso il confronto delle previsioni di spesa per le attività forestry, attualizzate, con l'headroom complessivo del settore Exploration & Production determinato sulla base delle assunzioni dell'impairment test.

15 PARTECIPAZIONI

	2020				2019			
(€ milioni)	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in imprese collegate e joint venture	Partecipazioni minoritarie	Totale	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in imprese collegate e joint venture	Partecipazioni minoritarie	Totale
Valore iniziale	40.977	1.540	18	42.535	40.348	1.548	18	41.914
Deconsolidamento Società Oleodotti Meridionali-SOM SpA		34		34				
Interventi sul capitale e acquisizioni	6.752	(2)		6.750	1.711			1.711
Cessioni e conferimenti					(204)			(204)
Rettifiche di valore	(2.018)	(376)		(2.394)	(875)	(8)		(883)
Valutazione al fair value con effetti a PN			(8)	(8)				
Altre variazioni	(59)	(3)		(62)	(3)			(3)
Valore finale	45.652	1.193	10	46.855	40.977	1.540	18	42.535
Valore finale lordo	69.353	1.684	10	71.047	62.663	1.655	18	64.336
Fondo svalutazione	23.701	491		24.192	21.686	115		21.801

Le partecipazioni sono aumentate di €4.320 milioni per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(€ milioni)	2019
Partecipazioni al 31 dicembre 2019	42.535
Effetti deconsolidamento	
Società Oleodotti Meridionali-SOM SpA	34
	34
<i>Incremento per:</i>	
Interventi sul capitale	
Eni International BV	5.699
Versalis SpA	300
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	199
Eni Rewind SpA	190
Raffineria di Gela SpA	98
Eni Trade & Biofuels SpA (ex Eni Energia Srl)	97
Eni Global Energy Markets SpA (ex Eni Energy Activities Srl)	61
Eni Petroleum Co Inc	55
EniProgetti SpA	20
Eni Mozambico SpA	17
Agenzia Giornalistica Italia SpA	14
Eni Timor Leste SpA	2
	6.752
Altri incrementi	
Floaters SpA	4
Versalis SpA	1
Altre minori	1
	6
<i>Decremento per:</i>	
Rimborsi di capitale	
Società Oleodotti Meridionali-SOM SpA	(2)
	(2)
Svalutazioni	
Eni Investments Plc	(620)
Versalis SpA	(471)
Eni Petroleum Co Inc	(457)
Saipem SpA	(291)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	(213)
Eni Rewind SpA	(190)
Unión Fenosa Gas SA	(85)
EniProgetti SpA	(17)
LNG Shipping SpA	(12)
Servizi Aerei SpA	(12)
Eni Mozambico SpA	(9)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	(6)
Eni New Energy SpA	(6)
EniServizi SpA	(2)
Società Petrolifera Italiana SpA	(1)
Eni West Africa SpA	(1)
Altre minori	(1)
	(2.394)
Valutazione al fair value con effetti a PN	(8)
Altre variazioni	
Raffineria di Gela SpA	(64)
Società Oleodotti Meridionali-SOM SpA	(4)
	(68)
Partecipazioni al 31 dicembre 2020	46.855

L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint venture con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è indicata nella tabella seguente:

	Quota % posseduta al 31.12.2020	Saldo netto al 31.12.2019	Saldo netto al 31.12.2020 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
(€ milioni)					
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000	2	10	4	(6)
Ecofuel SpA	100,000	48	48	200	152
Eni Angola SpA	100,000	980	980	664	(316)
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	4	1
Eni Energia Italia Srl	100,000	...	...	...	...
Eni Finance International SA	33,613	362	362	494	132
Eni Fuel SpA	100,000	69	69	73	4
Eni gas e luce SpA	100,000	1.545	1.545	1.548	3
Eni Gas Transport Services Srl	100,000	...	...	...	...
Eni Global Energy Markets SpA (ex Eni Energy Activities Srl)	100,000	...	61	61	...
Eni Insurance Designated Activity Company	100,000	500	500	576	76
Eni International BV	100,000	30.035	35.734	29.396	(6.338)
Eni International Resources Ltd	99,998	1	1	12	11
Eni Investments Plc	99,999	3.821	3.201	2.830	(371)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	14	...	(6)	(6)
Eni Mozambico SpA	100,000	23	31	31	...
Eni New Energy SpA	100,000	34	28	26	(2)
Eni Nuova Energia Srl	100,000	...	...	...	...
Eni Petroleum Co Inc	63,857	1.088	686	356	(330)
Eni Rewind SpA	99,999	...	...	301	301
Eni Timor Leste SpA	100,000	5	6	6	...
Eni Trade & Biofuels SpA (ex Eni Energia Srl)	100,000	...	97	97	...
Eni Trading & Shipping SpA	100,000	325	325	350	25
Eni West Africa SpA	100,000	20	19	19	...
EniPower SpA	100,000	914	914	925	11
EniProgetti SpA	100,000	18	21	32	11
EniServizi SpA	100,000	14	12	12	...
Floaters SpA	100,000	237	241	241	...
Ileoc SpA	100,000	24	24	43	19
LNG Shipping SpA	100,000	257	245	245	...
Raffineria di Gela SpA	100,000	...	34	54	20
Serfactoring SpA	49,000	3	3	12	9
Servizi Aerei SpA	100,000	60	49	49	...
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	100,000	14	14	14	...
Società Petrolifera Italiana SpA	99,964	8	7	7	...
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	100,000	52	52	120	68
Versalis SpA	100,000	501	330	252	(78)
Totale imprese controllate		40.977	45.652		
Imprese collegate e joint venture					
DTT Scarl	25,000	...	...	...	...
Mariconsult SpA	50,000	...	...	...	...
Norpipe Terminal Holdco Limited	14,200	...	1	4	3
Saipem SpA ^(a)	30,542	1.199	908	908	...
Seram SpA	25,000	...	...	...	...
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA ^(b)	70,000	...	28	32	4
Transmed SpA	50,000	...	...	5	5
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	50,000	14	14	49	35
Unión Fenosa Gas SA	50,000	327	242	242	...
Totale imprese collegate e joint venture		1.540	1.193		
		42.517	46.845		

a) La valutazione di borsa al 31 dicembre 2020 (€2,205 per azione), in quota Eni, ammonta a €681 milioni.

b) A partire dal 1° gennaio 2020 la Società non è più oggetto di consolidamento proporzionale in quanto, per effetto di una modifica contrattuale intervenuta, la Società non è più qualificata come joint operation.

In presenza di impairment indicator, generalmente rappresentati da valori di iscrizione superiori rispetto al valore di patrimonio netto, è operata la verifica del valore recuperabile considerando il maggiore tra il fair value e il valore d'uso. Il fair value è determinato generalmente sulla base delle quotazioni di borsa. La stima del valore d'uso è determinata attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione, al netto dei costi di dismissione ovvero considerando il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate; in assenza di evidenze differenti, il valore d'uso è fatto pari almeno al patrimonio netto a uso consolidato. La stima del valore recuperabile rispetto a quella di libro ha riguardato in particolare:

- le società appartenenti al settore Exploration & Production, avuto riguardo al complesso degli esiti degli impairment test condotti dalla partecipata e ai relativi headroom determinati considerando i flussi di cassa attesi dallo sfruttamento delle riserve di idrocarburi ad esse ascrivibili. In particolare, il valore dei flussi di cassa è stato determinato con riferimento a: (i) i ricavi dalla produzione stimati applicando ai profili produttivi attesi dagli assets della partecipata gli scenari di mercato dei prezzi degli idrocarburi; (ii) le stime dei futuri costi di sviluppo, di estrazione, di smantellamento e ripristino degli impianti e dei costi generali specifici; (iii) la stima delle imposte. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando un WACC adjusted compreso tra il 6,4% e il 15,3%;
- Eni International BV, holding di partecipazioni, avuto riguardo al complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate e ai relativi headroom, prudenzialmente determinati e opportunamente integrati per tener conto dei costi di struttura; per gli altri valori dell'attivo e del passivo sono stati considerati consistenti i valori contabili che hanno tenuto conto dei relativi processi di valutazione. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando un WACC adjusted: (i) compreso tra il 6% e il 10,10% per le partecipate del settore Exploration & Production; (ii) compreso tra il 5,8% e l'8,3% per le partecipate del settore Refining & Marketing; (iii) del 6,1% per le partecipate del settore Global Gas & LNG Portfolio;
- Versalis SpA, sulla base del complesso degli esiti degli im-

pairment test condotti dalla partecipata. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando un WACC adjusted del 6,2%;

- Eni New Energy SpA, sulla base del complesso degli esiti degli impairment test condotti dalla partecipata. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando un WACC adjusted del 4,8%; mentre per gli altri valori dell'attivo e del passivo sono stati considerati consistenti i valori contabili che hanno tenuto conto dei relativi processi di valutazione;
- Agenzia Giornalistica Italia SpA, sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale e, per gli anni successivi al quarto in base al metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita di 1,4%; il tasso di attualizzazione utilizzato è un WACC adjusted del 6,7%.

Al 31 dicembre 2020 la capitalizzazione di borsa del titolo Saipem per la quota Eni è inferiore rispetto al valore di libro della partecipazione. In considerazione della volatilità del titolo e dei significativi tagli di spesa implementati dalle oil companies nel breve-medio termine in risposta alla crisi del prezzo degli idrocarburi, il management ha eseguito la verifica di recuperabilità del valore dell'investimento sulla base di un modello interno di stima del value-in-use della partecipazione che ha confermato il valore d'iscrizione.

Le informazioni in ordine alle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto partecipate al 31 dicembre 2020, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA" che è parte integrante delle presenti note.

Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità.

Il valore di iscrizione delle partecipazioni minoritarie riguarda essenzialmente la partecipazione del 3,88% nel Porto intermodale Ravenna Società per azioni (€5 milioni) e la partecipazione dell'1,30% nella Simest SpA (€4 milioni).

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi.

16 ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE

(€ milioni)	31.12.2020		31.12.2019	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	23	4.335	142	4.149
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	4.799		4.551	
	4.822	4.335	4.693	4.149
Titoli strumentali all'attività operativa		20		20
	4.822	4.355	4.693	4.169

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano essenzialmente i finanziamenti a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, concessi alle società del Gruppo, in particolare verso Eni Finance International SA (€3.818 milioni) e Versalis SpA (€448 milioni). I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano crediti a breve termine verso società controllate, in particolare verso Eni Finance International SA (€3.077 milioni), Versalis SpA (€820 milioni), Raffineria di Gela SpA (€212 milioni) e Eni Angola SpA (€318 milioni).

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €6.862 milioni.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €1.234 milioni (€1.580 milioni al 31 dicembre 2019).

Il fair value dei crediti finanziari strumentali ammonta a

€4.640 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione in euro compresi tra -0,58% e -0,13% e in dollari compresi tra 0,24% e 0,74%.

Per la valutazione delle altre attività finanziarie a lungo termine è stata considerata la probabilità di default nei successivi 12 mesi non essendosi ravvisati significativi deterioramenti dei meriti di credito.

I crediti finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 - Rapporti con parti correlate.

Titoli per €20 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2019) sono vincolati a garanzia del cauzioneamento bombole del gas sulla base di norme di legge italiane.

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi.

17 ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Imposte sul reddito anticipate IRES	133	857
Imposte sul reddito differite IRES	(133)	(53)
Imposte sul reddito anticipate IRAP	24	153
Imposte sul reddito differite IRAP	(2)	(2)
Imposte sul reddito anticipate estere	6	4
Imposte sul reddito differite estere	(2)	
Totale Eni SpA	26	959
Imposte anticipate (differite) società in joint operation	87	34
	113	993

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato le attività per imposte anticipate è la seguente:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2019	Incrementi	Decrementi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2020
Imposte differite:					
- differenze su attività materiali ed immateriali	(9)	(1)	3		(7)
- differenze su derivati		(4)			(4)
- altre	(46)	(94)	22	(8)	(126)
	(55)	(99)	25	(8)	(137)
Imposte anticipate:					
- differenze su derivati	197			(197)	
- fondi per rischi ed oneri	1.246	158	(220)		1.184
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	736	331	(104)	4	967
- differenze su attività materiali ed immateriali	356	101	(74)		383
- svalutazione crediti	92				92
- fondi per benefici ai dipendenti	82	15	(16)	2	83
- perdita fiscale	2.052	833	(129)	5	2.761
- modifica dei criteri contabili (IFRS 9)	10				10
- altre	119	18		1	138
	4.890	1.456	(543)	(185)	5.618
- svalutazione anticipate	(3.876)	(1.576)		(3)	(5.455)
	1.014	(120)	(543)	(188)	163
Totale Eni SpA	959	(219)	(518)	(196)	26
Imposte anticipate joint operation	39	60		(6)	93
Imposte differite joint operation	(5)	(1)			(6)
Totale joint operation	34	59		(6)	87
	993	(160)	(518)	(202)	113

Le imposte anticipate nette di Eni SpA di €113 milioni, relative essenzialmente alle joint operation e all'Irap, risentono della valutazione svolta dal management circa la probabilità di recupero di tali attività considerando le stime dei redditi imponibili futuri, basate sulle previsioni del piano quadriennale approvato dal Con-

siglio di Amministrazione e, per gli anni successivi, sulle previsioni di imponibili derivanti dalle attività Exploration & Production Italia. In considerazione delle prospettive di profittabilità delle attività italiane in funzione dello scenario di mercato è stata rilevata una svalutazione delle imposte anticipate per €1.576 milioni.

18 DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Debiti commerciali	3.475	4.710
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	39	50
Debiti per attività di investimento	122	204
Debiti verso altri	517	581
	4.153	5.545

I debiti commerciali di €3.475 milioni riguardano debiti verso fornitori (€1.877 milioni), debiti verso imprese controllate (€1.539 milioni) e debiti verso imprese collegate, joint venture e altre di Gruppo (€59 milioni).

I debiti verso altri di €517 milioni riguardano principalmente: (i) i debiti diversi verso il personale e verso istituti di previdenza sociale (€216 milioni); (ii) i debiti verso fornitori gas relativi agli importi da pagare a fronte dell'attivazione della clausola take-or

-pay (€202 milioni); (iii) i debiti verso controllate partecipanti al consolidato fiscale (€3 milioni) per la remunerazione dei relativi imponibili negativi.

La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza. I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 - Rapporti con parti correlate.

19 PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le passività finanziarie si analizzano come segue:

	31.12.2020				31.12.2019			
(€ milioni)	Passività finanziarie a breve termine	Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale	Passività finanziarie a breve termine	Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale
Banche	186	748	3.132	4.066	167	460	2.327	2.954
Obbligazioni ordinarie		980	15.749	16.729		2.620	13.801	16.421
Obbligazioni convertibili			396	396			393	393
Altri finanziatori	3.743	120	789	4.652	4.455	1	719	5.175
	3.929	1.848	20.066	25.843	4.622	3.081	17.240	24.943

Eni ha sottoscritto, con primari istituti bancari, contratti finanziari sostenibili per un ammontare complessivo di €5,15 miliardi legati al raggiungimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite. Le modifiche contrat-

tuali hanno riguardato contratti finanziari in essere di Eni, di cui €1,5 miliardi di finanziamenti, €3,2 miliardi di linee di credito committed e €450 milioni di derivati per la copertura del rischio tasso.

L'analisi per scadenza delle passività finanziarie al 31 dicembre 2020 è la seguente:

(€ milioni)									
Tipo	Valore al 31 dicembre			Scadenza					
	2019	2020	Totale quota a breve termine	2022	2023	2024	2025	Oltre	Totale quote a lungo termine
Banche	2.954	4.066	934	396	1.630	383	372	351	3.132
Obbligazioni ordinarie:									
- Euro Medium Term Notes 3,750%	1.216	1.216	14				1.202		1.202
- Euro Medium Term Notes 4,250%	1.038								
- Euro Medium Term Notes 3,625%	1.028	1.028	33					995	995
- Euro Medium Term Notes 4,000%	1.020								
- Euro Medium Term Notes 3,250%	1.010	1.012	16		996				996
- Euro Medium Term Notes 1,500%	1.008	1.009	13					996	996
- Euro Medium Term Notes 0,625%		1.002	5					997	997
- Euro Medium Term Notes 1,250%		1.000	8					992	992
- Euro Medium Term Notes 2,000%		1.010	13					997	997
- Euro Medium Term Notes 0,625%	896	898	2			896			896
- Euro Medium Term Notes 2,625%	802	802	802						
- Euro Medium Term Notes 1,625%	799	801	8					793	793
- Euro Medium Term Notes 1,750%	759	760	13			747			747
- Euro Medium Term Notes 1,500%	755	756	10					746	746
- Euro Medium Term Notes 0,750%	702	702	3	699					699
- Euro Medium Term Notes 1,000%	653	653	5				648		648
- Euro Medium Term Notes 1,125%	596	596	2					594	594
- Euro Medium Term Notes 1,000%	746	746	2					744	744
- Bond US 4,000%	894	820	10		810				810
- Bond US 4,750%	892	818	12					806	806
- Bond US 4,150%	405								
- Bond US 5,700%	313	286	4					282	282
- Bond US 4,250%	889	814	5					809	809
	16.421	16.729	980	699	1.806	1.643	1.850	9.751	15.749
Obbligazioni convertibili:									
- Bond convertibile equity linked	393	396		396					396
	393	396		396					396
Altri	5.175	4.652	3.863	789					789
	5.175	4.652	3.863	789					789
	24.943	25.843	5.777	2.280	3.436	2.026	2.222	10.102	20.066

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono la facoltà per la Banca Europea per gli Investimenti di richiedere garanzie alternative accettabili

per la stessa banca. Al 31 dicembre 2020 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontano a €1.051 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate. Nel corso del 2020 sono stati emessi tre nuovi prestiti obbligazionari per un totale di €3.012 milioni.

L'analisi dei prestiti obbligazionari al 31 dicembre 2020 è di seguito indicata:

(€ milioni)	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso %
Obbligazioni ordinarie:						
- Euro Medium Term Notes	1.200	16	1.216	EUR	2025	3,750
- Euro Medium Term Notes	1.000	28	1.028	EUR	2029	3,625
- Euro Medium Term Notes	1.000	12	1.012	EUR	2023	3,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	9	1.009	EUR	2026	1,500
- Euro Medium Term Notes	1.000	2	1.002	EUR	2030	0,625
- Euro Medium Term Notes	1.000		1.000	EUR	2026	1,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	10	1.010	EUR	2031	2,000
- Euro Medium Term Notes	900	(2)	898	EUR	2024	0,625
- Euro Medium Term Notes	800	2	802	EUR	2021	2,625
- Euro Medium Term Notes	800	1	801	EUR	2028	1,625
- Euro Medium Term Notes	750	10	760	EUR	2024	1,750
- Euro Medium Term Notes	750	6	756	EUR	2027	1,500
- Euro Medium Term Notes	700	2	702	EUR	2022	0,750
- Euro Medium Term Notes	650	3	653	EUR	2025	1,000
- Euro Medium Term Notes	600	(4)	596	EUR	2028	1,125
- Euro Medium Term Notes	750	(4)	746	EUR	2034	1,000
- Bond US	815	5	820	USD	2023	4,000
- Bond US	815	3	818	USD	2028	4,750
- Bond US	285	1	286	USD	2040	5,700
- Bond US	815	(1)	814	USD	2029	4,250
	16.630	99	16.729			
Obbligazioni convertibili:						
- Bond convertibile equity linked	400	(4)	396	EUR	2022	

L'obbligazione convertibile di €396 milioni riguarda l'emissione avvenuta il 6 aprile 2016 di un prestito obbligazionario equity-linked cash-settled non diluitivo per un valore nominale complessivo pari a €400 milioni, il cui valore di rimborso è legato al valore di mercato delle azioni Eni. Gli obbligazionisti potranno esercitare un diritto di conversione in determinati periodi e/o in presenza di determinati eventi, fermo restando che le obbligazioni saranno regolate mediante cassa e che, pertanto, né l'emissione né la conversione delle obbligazioni attribuiranno alcun diritto a ricevere azioni di Eni e, dunque, non avranno alcun effetto diluitivo per gli azionisti. Al fine di gestire l'esposizione al rischio di prezzo delle azioni Eni, sono state acquistate opzioni call sulle azioni Eni che saranno regolate su base netta per cassa (cd. cash-settled call options). Le obbligazioni convertibili hanno scadenza a 6 anni e non prevedono contrattualmente la corresponsione di interessi. Le obbligazioni sono state emesse ad un prezzo pari al 100,5% del valore nominale e saranno rimborsate al valore nominale a scadenza, ove non precedentemente convertite o rimborsate anticipatamente, secondo i termini del regola-

mento. Il prezzo iniziale di conversione delle obbligazioni è stato fissato a €17,6222 che include un premio del 35% rispetto al prezzo di riferimento delle azioni riferibile al momento dell'emissione pari ad €13,0535 e, determinato quale media aritmetica del prezzo giornaliero ponderato per i volumi di un'azione ordinaria della Società sul Mercato Telematico Azionario in un periodo di sette giorni consecutivi di mercato aperto, a partire dal 7 aprile 2016. Il prestito obbligazionario convertibile è valutato al costo ammortizzato; l'opzione di conversione, implicita negli strumenti finanziari emessi, e le opzioni call sulle azioni Eni acquistate sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

Le obbligazioni che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €1.900 milioni, di cui €1.504 milioni relative a obbligazioni ordinarie e €396 milioni relative a obbligazioni convertibili.

Le passività finanziarie verso altri di €4.652 milioni comprendono essenzialmente i rapporti di conto corrente e i depositi intrattenuti dalle società del Gruppo presso Eni SpA, in particolare con la Eni Rewind SpA (€1.670 milioni), Eni Trading & Shipping SpA (€829 milioni), EniPower SpA (€360 milioni),

LNG Shipping SpA (€240 milioni). Le convenzioni in essere al 31 dicembre 2020 prevedono l'applicazione di un tasso nullo per i conti correnti; per i depositi in euro viene applicato un tasso negativo pari allo 0,4853% e un tasso positivo di 0,0652% per i depositi in dollari.

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive della quota a breve, sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento:

(€ milioni)	31.12.2020		31.12.2019	
	Passività finanziarie a lungo e quote a breve di passività finanziarie	Tasso medio (%)	Passività finanziarie a lungo e quote a breve di passività finanziarie	Tasso medio (%)
Euro	18.386	1,60	16.327	2,02
Dollaro USA	3.528	4,34	3.994	4,60
	21.914		20.321	

Al 31 dicembre 2020, Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €5.295 milioni (€4.667 milioni al 31 dicembre 2019); questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

Al 31 dicembre 2020 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €24.931 milioni e si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Obbligazioni ordinarie	19.589	16.679
Obbligazioni convertibili	497	402
Banche	3.936	2.845
Altri finanziatori	909	720
	24.931	20.646

Il fair value è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione per l'euro compresi tra il -0,58% e il -0,13% (tra il -0,49% e lo 0,41% al 31 dicembre 2019) e per il dollaro USA compresi tra

lo 0,24% e l'1,31% (tra il 1,92% e il 1,99% al 31 dicembre 2019). La gerarchia del fair value è di livello 2.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 - Rapporti con parti correlate.

20 VARIAZIONI DELLE PASSIVITÀ FINANZIARIE DERIVANTI DA ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO

Di seguito è fornita una riconciliazione delle passività finanziarie derivanti dall'attività di finanziamento, che evidenzia le variazioni di tali passività:

(€ milioni)	Passività finanziarie a breve termine	Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività per beni in leasing a lungo termine e quote a breve di passività per leasing a lungo termine	Totale indebitamento finanziario lordo
Valore al 31.12.2019	4.622	20.321	2.657	27.600
Variazioni monetarie	(699)	2.020	(337)	984
Differenze cambio da conversione e da allineamento		(269)		(269)
Altre variazioni	6	(158)	260	108
Valore al 31.12.2020	3.929	21.914	2.580	28.423

Le altre variazioni riguardano essenzialmente gli incrementi delle passività per leasing connessi con le nuove attivazioni di contratti ovvero la revisione dei precedenti.

21 ANALISI DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2020			31.12.2019		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totali
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	8.111		8.111	4.752		4.752
B. Attività finanziarie destinate al trading	5.020		5.020	6.230		6.230
C. Liquidità (A+B)	13.131		13.131	10.982		10.982
D. Crediti finanziari^(a)	4.799		4.799	4.551		4.551
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	186		186	167		167
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	748	3.132	3.880	460	2.327	2.787
G. Prestiti obbligazionari	980	16.145	17.125	2.620	14.194	16.814
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	3.731		3.731	4.413		4.413
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate	120	789	909	1	719	720
L. Altre passività finanziarie	12		12	42		42
M. Indebitamento finanziario lordo senza passività per leasing (E+F+G+H+L)	5.777	20.066	25.843	7.703	17.240	24.943
N. Indebitamento finanziario netto senza passività per leasing (M-D-C)	(12.153)	20.066	7.913	(7.830)	17.240	9.410
O. Passività per beni in leasing	215	684	899	176	776	952
P. Passività per beni in leasing verso entità correlate	208	1.473	1.681	161	1.544	1.705
Q. Passività per leasing (O+P)	423	2.157	2.580	337	2.320	2.657
R. Indebitamento finanziario lordo con passività per leasing (M+Q)	6.200	22.223	28.423	8.040	19.560	27.600
S. Indebitamento finanziario netto senza passività per leasing (R-D-C)	(11.730)	22.223	10.493	(7.493)	19.560	12.067

(a) La voce riguarda i crediti finanziari correnti non strumentali all'attività operativa.

Le attività finanziarie destinate al trading di €5.020 milioni (€6.230 milioni al 31 dicembre 2019) sono illustrate alla nota n. 6 - Attività finanziarie destinate al trading.
I crediti finanziari di €4.799 milioni (€4.551 milioni al 31 dicembre 2019) sono commentati alla nota n. 16 - Altre attività finanziarie.

Le passività finanziarie sono commentate alla nota n. 19 - Passività finanziarie.

Le passività per beni in leasing sono commentate alla nota n. 12 - Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

22 FONDI PER RISCHI E ONERI

(€ milioni)	Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	Fondo rischi e oneri ambientali	Fondo oneri per contratti onerosi	Fondo rischi per contenziosi	Fondo esodi e mobilità lunga	Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	Altri fondi per rischi ed oneri	Totale
Valore al 31.12.2019	2.547	743	133	73	51	119	643	4.309
Deconsolidamento Società Oleodotti Meridionali-SOM SpA	(3)	(1)						(4)
Rilevazione iniziale e variazioni di stima	535							535
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	34							34
Accantonamenti	14	88	237	16		15	210	580
Utilizzi a fronte oneri	(30)	(141)	(42)	(13)	(4)		(304)	(534)
Utilizzi per esuberanza		(4)		(7)	(8)		(11)	(30)
Valore al 31.12.2020	3.097	685	328	69	39	134	538	4.890

Il fondo smantellamento e ripristino siti e social project di €3.097 milioni accoglie essenzialmente: (i) i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti (€2.588 milioni). Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra il -0,172% e l'1,095%; il periodo previsto degli esborsi è 2021-2055; (ii) la rilevazione di social project a fronte degli impegni assunti con la regione Basilicata (€448 milioni). La rilevazione iniziale del fondo e la revisione della stima dell'onere da sostenere sono imputate a rettifica dell'immobilizzazione a fronte della quale è stato stanziato il fondo.

Il fondo rischi e oneri ambientali di €685 milioni riguarda principalmente: (i) gli oneri ambientali a fronte delle garanzie rilasciate a Eni Rewind SpA all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e in Singea SpA (€324 milioni); (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare nelle stazioni di servizio (€147 milioni), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (€122 milioni), nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti (€47 milioni), negli impianti di raffinazione (€11 milioni).

Il fondo per contratti onerosi di €328 milioni riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso, in particolare gli oneri da riconoscere alla società Floaters SpA relativi alla cessione della FPSO "Firenze" (€261 milioni).

Il fondo rischi per contenziosi di €69 milioni accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura.

Il fondo esodi e mobilità lunga di €39 milioni è relativo allo stanziamento degli oneri a carico Eni nell'ambito di procedu-

re di collocamento in mobilità del personale italiano, ai sensi della Legge 223/1991, nel biennio 2013-2014 e nel biennio 2010-2011. In particolare, con riferimento al piano di mobilità 2010-2011, è inclusa la stima degli oneri a carico Eni derivanti dall'allungamento del periodo di raggiungimento dei requisiti pensionistici introdotto dall'Art. 24 del D.L. 201/2011 convertito con modifiche in Legge 214/2011. Il fondo si riduce per effetto della progressiva inclusione degli ex dipendenti nell'ambito dei provvedimenti normativi (cd. salvaguardie) che consentono il raggiungimento dei requisiti pensionistici con le regole precedenti a quelle introdotte dalla Legge 214/2011 e per le successive disposizioni intervenute in materia pensionistica, previste dal D.L. 4/2019 convertito con modifiche in Legge 26/2019 ("Pensione quota 100"; sospensione fino al 2026 degli incrementi speranza di vita dei requisiti della pensione anticipata).

Il fondo oneri per cessione Agricoltura SpA di €134 milioni si riferisce agli oneri, differenti da quelli ambientali rilevati nel fondo rischi e oneri ambientali, a fronte di garanzie rilasciate ad Eni Rewind SpA all'atto della cessione della partecipazione in Agricoltura SpA.

Gli altri fondi di €538 milioni comprendono: (i) gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione Finanziaria (€86 milioni); (ii) gli oneri sociali e il trattamento di fine rapporto connesso ai piani di incentivazione monetaria differita, di lungo termine e azionaria (€36 milioni); (iii) gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Oil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere (€16 milioni); (iv) oneri connessi alla stima di indennizzi da corrispondere ai proprietari di terreni e fabbricati adiacenti a installazioni produttive a seguito di eventi incidentali (€14 milioni).

23 FONDI PER BENEFICI AI DIPENDENTI

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Piani a benefici definiti:		
- TFR	159	167
- Piani esteri a benefici definiti	3	2
- Fidej e altri	97	90
	259	259
Altri fondi per benefici ai dipendenti	117	117
	376	376

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti di €117 milioni riguardano essenzialmente gli incentivi monetari differiti per €103 milioni e i premi di anzianità per €14 milioni.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

	31.12.2020						31.12.2019					
(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	167	22	90	279	117	396	169	18	72	259	126	385
Costo corrente		1	2	3	36	39		1	1	2	39	41
Interessi passivi	1		1	2		2	2		1	3		3
Rivalutazioni:	3		8	11	4	15	3	3	14	20		20
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	(1)		1		1	1						
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	5		7	12	4	16	4	1		5		5
- Effetto dell'esperienza passata	(1)			(1)	(1)	(2)	(1)	2	14	15		15
Costo per prestazioni passate e Utili/perdite per estinzione									5	5		5
Benefici pagati	(12)		(4)	(16)	(22)	(38)	(7)		(3)	(10)	(48)	(58)
Altre variazioni					(18)	(18)						
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	159	23	97	279	117	396	167	22	90	279	117	396
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		20		20		20		20		20		20
Rendimento delle attività a servizio del piano								(1)		(1)		(1)
Contributi al piano:		1		1		1		1		1		1
- Contributi del datore di lavoro		1		1		1		1		1		1
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		21		21		21		20		20		20
Massimale di attività/passività onerosa all'inizio dell'esercizio								5		5		5
Modifiche nel massimale di attività/passività onerosa		1		1		1		(5)		(5)		(5)
Massimale di attività/passività onerosa alla fine dell'esercizio (c)		1		1		1						
Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)	159	3	97	259	117	376	167	2	90	259	117	376

Le altre variazioni comprendono la quota dei piani a lungo termine giunti a maturazione la cui erogazione è stata differita

al 2021 in relazione allo scenario determinato dall'emergenza sanitaria e alla situazione del settore Oil & Gas.

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti⁵, valutati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
2020						
Costo corrente		1	2	3	36	39
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione						
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	1		1	2		2
Totale interessi passivi (attivi) netti	1		1	2		2
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	1		1	2		2
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					4	4
Totale	1	1	3	5	40	45
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		1	2	3	40	43
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	1		1	2		2
2019						
Costo corrente		1	1	2	39	41
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione			5	5		5
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	2		1	3		3
Totale interessi passivi (attivi) netti:	2		1	3		3
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	2		1	3		3
Rivalutazioni dei piani a lungo termine						
Totale	2	1	7	10	39	49
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		1	6	7	39	46
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	2		1	3		3

Le variazioni dei piani a benefici definiti rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come di seguito indicato:

	2020				2019			
(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti
Rivalutazioni:								
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	(1)		1					
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	5		7	12	4	1		5
- Effetto dell'esperienza passata	(1)			(1)	(1)	2	14	15
- Rendimento delle attività a servizio del piano						1		1
- Modifiche nel massimale di attività/passività onerosa		1		1		(5)		(5)
	3	1	8	12	3	(1)	14	16

(5) L'ammontare delle passività relative agli impegni di Eni di copertura delle spese sanitarie del personale è determinato sulla base delle contribuzioni operate dall'azienda.

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Attività a servizio del piano:		
- con prezzi quotati in mercati attivi	21	20
	21	20

Le principali ipotesi attuariali adottate sono di seguito indicate:

		TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2020					
Tassi di sconto	(%)	0,3	0,4	0,3	0,0 - 0,35
Tasso di inflazione	(%)	0,8	1,3	0,8	0,8
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni			24	
2019					
Tassi di sconto	(%)	0,7	0,5 - 1,2	0,7	0,0 - 1,2
Tasso di inflazione	(%)	0,7	0,5 - 1,5	0,7	0,7
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni			24	

Gli effetti derivanti da una modifica ragionevolmente possibile delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono di seguito indicati:

(€ 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%
31.12.2020					
Effetto sull'obbligazione (DBO):					
TFR	(6)	4	4		
Piani esteri a benefici definiti	...	...	...	...	
Fisde e altri	(7)	4			7
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(2)	...	1		
31.12.2019					
Effetto sull'obbligazione (DBO):					
TFR	(7)	7	5		
Piani esteri a benefici definiti	...	...	...	...	
Fisde e altri	(6)	7			6
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(2)	1	1		

L'analisi di sensitività è stata eseguita sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando le valutazioni con i parametri modificati.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €47 milioni, di cui €11 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

Il profilo di scadenza delle obbligazioni per piani a benefici ai dipendenti è di seguito indicato:

(€ milioni)		TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
31.12.2020					
2021		6	...	5	36
2022		8	...	4	34
2023		10	...	4	35
2024		13	...	4	1
2025		14	...	4	1
Oltre il 2025		108	...	76	7
Durata media ponderata	anni	8,2	7,0	14,8	2,8
31.12.2019					
2020		10	...	5	37
2021		10	...	4	36
2022		8	...	4	34
2023		7	...	4	1
2024		10	...	4	1
Oltre il 2024		122	...	69	6
Durata media ponderata	anni	8,9	7,0	14,5	2,7

24 STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI E HEDGE ACCOUNTING

(€ milioni)	31.12.2020		31.12.2019	
	Fair value attivo	Fair value passivo	Fair value attivo	Fair value passivo
Contratti derivati non di copertura				
<i>Contratti su valute</i>				
- Currency swap	130	170	105	50
- Outright	12	13	13	13
- Interest currency swap	131	121	26	23
	273	304	144	86
<i>Contratti su interessi</i>				
- Interest rate swap	95	88	46	46
	95	88	46	46
<i>Contratti su merci</i>				
- Over the counter	793	1.148	896	718
- Future	2		4	3
- Altri	5		12	
	800	1.148	912	721
	1.168	1.540	1.102	853
Contratti derivati cash flow hedge				
Over the counter	177	92	38	799
	177	92	38	799
Contratti derivati impliciti				
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili	2	2	11	11
Totale contratti derivati	1.347	1.634	1.151	1.663
Di cui:				
- correnti	1.009	1.247	1.036	1.486
- non correnti	338	387	115	177

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider; per gli strumenti non quotati, sulla base di tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e sui prezzi delle com-

modity pertanto non direttamente riconducibili alle transazioni commerciali o finanziarie originarie.

Per ulteriori informazioni sulle valutazioni al fair value, si rinvia alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi.

Le opzioni comprendono l'opzione di conversione implicita nel prestito obbligazionario equity - linked cash - settled non diluitivo. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 19 - Passività finanziarie.

Gli strumenti finanziari di copertura si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2020			31.12.2019		
	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace
Contratti derivati cash flow hedge						
Contratti su merci	1.056	(429)	6	3.566	(1.556)	7

Di seguito è fornita l'analisi degli oggetti coperti distintamente per tipologia di rischio nell'ambito di coperture cash flow hedge:

(€ milioni)	31.12.2020			31.12.2019		
	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico
Cash flow hedge						
Rischio prezzo commodity						
- Vendite programmate	424	13	(1.131)	1.529	(682)	(753)

Eni è esposta alle fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione che non vengono regolati tramite consegna fisica del sottostante ma sono designati come strumenti di copertura in una relazione cash flow hedge.

Ai fini della qualificazione dell'operazione come di copertura è verificata l'esistenza di una relazione economica tra l'oggetto coperto e lo strumento di copertura tale da operare la compensazione delle relative variazioni di valore e che tale capa-

cità 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.

La variazione del fair value degli strumenti derivati di copertura rilevata nella riserva cash flow è indicata alla nota n. 26 - Patrimonio netto.

L'esposizione al rischio di cambio derivante dai titoli denominati in dollari USA (€1.335 milioni) compresi nel portafoglio di liquidità strategica, è gestita utilizzando quale strumento di copertura, in una relazione fair value hedge, le differenze di cambio (negative di €120 milioni nel corso del 2020) che

maturano su una porzione dei prestiti obbligazionari in dollari USA (€1.546 milioni).

Maggiori informazioni sono fornite alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

EFFETTI RILEVATI NEGLI ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI

(€ milioni)	2020	2019
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura	(182)	105
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	6	7
	(176)	112

Gli altri oneri operativi netti di €176 milioni (proventi operativi netti di €112 milioni al 31 dicembre 2019) riguardano essenzialmente la rilevazione a conto economico degli effetti relativi

al regolamento e alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity in parte privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting.

EFFETTI RILEVATI NEI PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

(€ milioni)	2020	2019
Strumenti finanziari derivati su valute	(208)	(4)
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(3)	(1)
	(211)	(5)

Gli oneri finanziari netti su strumenti finanziari derivati di €211 milioni (oneri netti per €5 milioni nel 2019) comprendono la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti

all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 - Rapporti con parti correlate.

25 ATTIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA

Le attività destinate alla vendita di €2 milioni (€2 milioni nel 2019) si riferiscono principalmente a cessioni di impianti di distribuzione.

26 PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Azioni proprie acquistate	(581)	(981)
Riserva azioni proprie in portafoglio	581	981
Altre riserve di capitale:	10.368	10.368
Riserve di rivalutazione:	9.927	9.927
- Legge n. 576/1975	1	1
- Legge n. 72/1983	3	3
- Legge n. 408/1990	2	2
- Legge n. 413/1991	39	39
- Legge n. 342/2000	9.839	9.839
- Legge n. 448/2001	43	43
Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993	378	378
Riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986	63	63
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	10	(484)
Riserva fair value partecipazioni minoritarie	(12)	(4)
Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(59)	(50)
Riserva IFRS 10 e 11	263	311
Altre riserve di utili non disponibili:		9
Riserva Art. 6, comma 2 D.Lgs. 38/2005		9
Altre riserve di utili disponibili:	24.995	25.086
Riserva disponibile	23.835	23.930
Riserva da avanzo di fusione	636	636
Riserva da contributi in c/capitale Art. 88 D.P.R. n. 917/1986	412	412
Riserva Art. 14 Legge n. 342/2000	74	74
Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983	19	19
Riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario	18	14
Riserva Art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	1	1
Obbligazioni subordinate perpetue	3.000	
Acconto sui dividendi	(429)	(1.542)
Utile dell'esercizio	1.607	2.978
	44.707	41.636

CAPITALE SOCIALE

Al 31 dicembre 2020, il capitale sociale di Eni è costituito da n. 3.605.594.848 azioni ordinarie, prive di indicazione del valore nominale, a seguito dell'annullamento di n. 28.590.482 azioni proprie come deliberato dall'Assemblea dei Soci del 13 maggio 2020. La distribuzione per azionario è articolata come segue: (i) n. 157.552.137 azioni, pari al 4,37%, di proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze; (ii) n. 936.179.478 azioni, pari al 25,96%, di proprietà della Cassa Depositi e Prestiti SpA; (iii) n. 33.045.197 azioni, pari allo 0,92%, di proprietà di Eni; (iv) n. 2.478.818.036 azioni, pari al 68,75%, di proprietà di altri azionisti. Secondo quanto dispone l'Art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte a seguito delle incorporazioni avvenute in esercizi precedenti di Snam SpA, Somicem SpA ed Enifin

SpA di complessivi €474 milioni e dalle stesse imputate in aumento del proprio capitale sociale devono considerarsi trasferite per effetto della fusione nel capitale sociale di Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini IRES in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci. Alla formazione dell'importo di €474 milioni concorrono, perché precedentemente imputate ad aumento del capitale sociale, le seguenti riserve: (i) per Snam, le riserve di rivalutazione: (a) Legge n. 576/1975 di €258 milioni, (b) Legge n. 72/1983 di €70 milioni, (c) Legge n. 413/1991 di €137 milioni, (d) Legge n. 342/2000 di €8 milioni; (ii) per Somicem, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,05 milioni; (iii) per Enifin SpA, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,8 milioni.

RISERVA LEGALE

La riserva legale di €959 milioni include la differenza di conversione (€132 milioni) derivante dalla ridenominazione del capitale sociale in euro deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea che non viene considerata ai fini del raggiungimento del limite fissa-

to dall'Art. 2430 del Codice Civile ("il quinto del capitale sociale"). La riserva è disponibile per la sola copertura perdite. La riserva legale, anche al netto della differenza di conversione, ha raggiunto il quinto del capitale sociale richiesto dall'Art. 2430 C.C.

AZIONI PROPRIE ACQUISTATE

Il 13 maggio 2020, l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato l'annullamento di n. 28.590.482 azioni proprie per un controvalore complessivo di €400 milioni⁶. Al 31 dicembre 2020, le azioni proprie acquistate ammontano a €581 milioni (€981 milioni al 31 dicembre 2019), e sono rappresentate da n. 33.045.197 azioni ordinarie. L'Assemblea, nelle sedute del 13 aprile 2017 e del

13 maggio 2020, ha approvato i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 e 2020-2022, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione dei Piani e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2017-2019 e di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022.

RISERVA AZIONI PROPRIE IN PORTAFOGLIO

La riserva azioni proprie in portafoglio di €581 milioni (€981 milioni al 31 dicembre 2019) è a fronte del valore di iscrizione n. 33.045.197 azioni ordinarie acquistate fino al 31 dicembre 2020 in

esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti mediante l'utilizzo di altre riserve disponibili. La riserva risulta indisponibile fintanto che le azioni proprie saranno in portafoglio.

ALTRE RISERVE DI CAPITALE

Le altre riserve di capitale di €10.368 milioni riguardano:

- riserve di rivalutazione: €9.927 milioni. Accolgono l'imputazione, al netto della relativa imposta sostitutiva quando dovuta, dei saldi attivi risultanti dalle rivalutazioni monetarie consentite dalle diverse leggi che si sono succedute nel tempo. Parte delle riserve (€8.001 milioni) derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'Art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini IRES;
- riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993: €378 milioni. Accoglie la riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione

dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€378 milioni) avvenuta nel 2015. La riserva trae origine dall'adeguamento del patrimonio netto previsto dalla legge citata per gli enti trasformati in società per azioni effettuato nel 1995. Nel 2012 la riserva era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie";

- riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986: €63 milioni. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze sulla base delle Leggi citate che hanno autorizzato Eni a contrarre mutui con la Banca Europea degli Investimenti (Leggi n. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/1995 (Legge n. 749/1985) con ammortamento a carico dello Stato.

(6) L'importo all'euro è 399.999.994,58.

RISERVA FAIR VALUE STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI CASH FLOW HEDGE AL NETTO DELL'EFFETTO FISCALE

La riserva di €10 milioni riguarda la riserva per la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow

hedge stipulati da Global Gas & LNG Portfolio al netto del relativo effetto fiscale, come di seguito indicato:

(€ milioni)	Derivati di copertura Cash flow hedge		
	Riserva lorda	Effetto Fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2019	(682)	198	(484)
Variazione dell'esercizio	(429)	124	(305)
Rigiro a conto economico	1.131	(327)	804
Rigiro a rettifica Rimanenze	(7)	2	(5)
Riserva al 31 dicembre 2020	13	(3)	10

RISERVA FAIR VALUE PARTECIPAZIONI MINORITARIE

La riserva fair value partecipazioni minoritarie, negativa per €12 milioni, riguarda essenzialmente la valutazione del fair value del-

la partecipazione in BANCA UBAE SpA.

La riserva è disponibile per la copertura perdite.

RISERVA VALUTAZIONE DI PIANI A BENEFICI DEFINITI PER I DIPENDENTI AL NETTO DELL'EFFETTO FISCALE

La riserva valutazione di piani a benefici definiti, negativa di €59 milioni, riguarda la rilevazione delle variazioni dei fondi per benefici ai dipendenti che per effetto delle disposizioni dello IAS 19 sono rilevate nel prospetto dell'utile complessi-

vo. Le rivalutazioni, comprensive degli utili e delle perdite attuariali, rilevati nel prospetto dell'utile complessivo non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico.

RISERVA IFRS 10 E 11

La riserva di €263 milioni si è costituita a seguito dell'adozione, con efficacia 1° gennaio 2014, delle disposizioni dei principi contabili internazionali IFRS 10 e IFRS 11 che hanno comportato il consolidamento proporzionale delle società controllate congiuntamente classificate come joint operation. La riserva

pertanto deriva dal processo di consolidamento proporzionale e accoglie essenzialmente la differenza tra il valore delle partecipazioni classificate come joint operation, oggetto di eliminazione nel processo di consolidamento, e la frazione corrispondente dell'attivo e passivo della joint operation rilevata.

ALTRE RISERVE DI UTILI DISPONIBILI

Le altre riserve di utili disponibili di €24.995 milioni riguardano:

- riserva disponibile: €23.835 milioni si decrementa di €95 milioni essenzialmente per effetto del pagamento del dividendo 2020 per quanto non disponibile dall'utile di esercizio 2019 (€87 milioni) in esecuzione della delibera dell'Assemblea ordinaria del 13 maggio 2020;
- riserva da avanzo di fusione: €636 milioni. Accoglie l'avanzo di fusione derivante dall'incorporazione di Est Più SpA, con effetto dal 1° dicembre 2015 (€4 milioni), di Eni Hellas SpA, avvenuta il 1° novembre 2012 (€8 milioni), di Eni Gas & Power GmbH, con effetto dal 1° ottobre 2014 (€5 milioni) e ACAM Clienti SpA, con effetto dal 1° dicembre 2016 (€12 milioni). La riserva include, inoltre, l'effetto della riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€607 milioni) avvenuta nel 2015.

Nel luglio 2012 la riserva, che traeva origine dagli avanzi di fusione derivanti dalle incorporazioni di società, era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie". Alla riserva è attribuita la natura di riserva di utili;

- riserva da contributi in c/capitale Art. 88 D.P.R. n. 917/1986: €412 milioni. Accoglie: (i) ai sensi dell'Art. 173, comma 9, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione per la parte relativa al patrimonio netto scisso delle riserve risultanti dal bilancio 2003 dell'Italgas SpA in sospensione d'imposta in quanto costituite con contributi in conto capitale incassati fino all'esercizio 1988 (€43 milioni); (ii) ai sensi dell'Art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta ai soli fini IRES in conformità alle diverse formulazioni dell'Art. 88 del D.P.R. n. 917/1986 che si sono succedute nel tempo;

- riserva Art. 14 Legge n. 342/2000: €74 milioni. Accoglie il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la "Riserva ammortamenti anticipati ex Art. 67 D.P.R. n. 917/1986" per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini IRES;
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983: €19 milioni. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'Art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa alle plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini IRES realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;
- riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario: €18 milioni. Accoglie gli effetti dei piani di incentivazione di lungo termine azionario 2017-2019 e 2020-2022 approva-

ti dalle Assemblee degli azionisti nelle sedute del 13 aprile 2017 e del 13 maggio 2020 in contropartita del conto economico in relazione ai dipendenti Eni (€14 milioni) e in contropartita alla voce partecipazioni (€4 milioni) in relazione ai dipendenti a ruolo delle società controllate;

- riserva Art. 13 D.Lgs. n. 124/1993: €1 milione. Accoglie, ai sensi dell'Art. 13 del D.Lgs. n. 124/1993, la quota dell'utile dell'esercizio attribuito dalle assemblee in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione Fopdire e Fondenergia ai quali partecipano, rispettivamente, i dirigenti e gli altri dipendenti del Gruppo. Quanto a €0,5, €0,2 e €0,06, €0,006 e €0,006, €0,007 e €0,006 milioni la riserva rappresenta la ricostituzione, ai sensi dell'Art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, delle corrispondenti riserve delle incorporate AgipPetroli, Snam, EniData, EniTecnologie, Enifin, AgipFuel e Praoil. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini IRES.

OBBLIGAZIONI SUBORDINATE PERPETUE

Eni ha emesso due obbligazioni perpetue subordinate ibride del valore nominale complessivo di €3 miliardi. Le obbligazioni ibride, acquistate da investitori istituzionali, sono state collocate sul mercato degli Eurobond e hanno ricevuto ordini per circa €14 miliardi, principalmente da Regno Unito, Francia, Italia e Germania.

Le obbligazioni ibride sono regolate dalla legge inglese e sono negoziate alla Borsa del Lussemburgo.

Le caratteristiche principali delle due obbligazioni sono: (i) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 5,25 anni, con un prezzo di re-offer del 99,403% e una cedola annua del 2,625% fino alla prima data di reset prevista il 13 gennaio 2026. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 316,7 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 gennaio 2031 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 13 gennaio

2046; (ii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer del 100% e una cedola annua del 3,375% fino alla prima data di reset prevista il 13 ottobre 2029. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 364,1 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 ottobre 2034 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 13 ottobre 2049. Le previsioni contrattuali dei bond emessi consentono a Eni di: (i) differire, a sua esclusiva discrezione, il pagamento degli interessi dovuti senza configurare un default o una violazione contrattuale; (ii) la facoltà, a definite scadenze contrattuali, di rimborsare integralmente i titoli mediante il pagamento di un importo pari al capitale non ancora rimborsato, nonché degli interessi maturati e degli eventuali interessi differiti.

ACCONTO SUI DIVIDENDI

Riguarda per €429 milioni l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2020 di €0,12 per azione deliberato il 15 settembre 2020 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'Art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 23 settembre 2020.

Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione, sulle quali tuttavia non sono state stanzia-

te imposte differite perché non se ne prevede la distribuzione. In tal caso sarebbero dovute imposte per circa €0,86 miliardi salvo l'utilizzo di perdite fiscali disponibili. Le riserve vincolate a fronte di rettifiche di valore ed accantonamenti dedotti ai soli fini fiscali ammontano a €0,5 miliardi. Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a €25,33 miliardi.

27 GARANZIE, IMPEGNI E RISCHI

GARANZIE

Le garanzie di €108.050 milioni (€115.285 milioni al 31 dicembre 2019) si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Imprese controllate	106.159	113.426
Imprese collegate e joint venture	1.018	1.052
Proprio	776	700
Altri	97	107
Totale	108.050	115.285

Le garanzie prestate nell'interesse di imprese controllate di €106.159 milioni riguardano:

- per €44.827 milioni le garanzie prestate nell'ambito della transazione con la società petrolifera di Stato di Abu Dhabi ADNOC che ha previsto l'assegnazione a Eni delle quote di partecipazione nelle concessioni offshore in produzione di Lower Zakum (Eni 5%), di Umm Shaif and Nasr (Eni 10%) e della concessione in fase di sviluppo di Ghasha (Eni 25%) della durata di quarant'anni, nonché dei 3 blocchi esplorativi offshore. Le garanzie rilasciate, dell'ammontare massimo rispettivamente di €4.075 milioni (\$5.000 milioni), di €8.150 milioni (\$10.000 milioni) e di €20.377 milioni (\$25.000 milioni), sono a copertura delle obbligazioni contrattuali nei confronti della società di Stato, derivanti dalle operazioni petrolifere connesse ai Concession Agreements tra cui, in particolare, il conseguimento di alcuni target di produzione e di fattore di recupero delle riserve a medio-lungo termine, un piano di asset integrity e di ottimizzazione/mantenimento della produzione dopo il conseguimento del plateau, il trasferimento di tecnologie e l'adozione di standard operativi best-in-class in materia HSE. Le due garanzie di €12.225 milioni (\$15.000 milioni) sono a fronte degli impegni contrattuali assunti per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi riferito principalmente a Eni Abu Dhabi BV in relazione all'ingresso nei permessi esplorativi dei Blocchi 1, 2 e 3. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2020 è pari al valore nominale;
- per €20.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di "Medium Term Notes". Al 31 dicembre 2020 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi da Eni Finance International SA, ammonta a €2.356 milioni;
- per €18.668 milioni le garanzie prestate a fronte degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production, riferite essenzialmente alla realizzazione di un livello minimo di investimenti per iniziative minerarie approvate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2020 ammonta a €8.446 milioni;
- per €5.597 milioni, le garanzie rilasciate a favore di terzi e

- di società controllate, a loro volta manlevate a favore di Eni, a fronte, in particolare, di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Global Gas & LNG Portfolio (€3.559 milioni), Altre attività (€816 milioni), Corporate e società finanziarie (€245 milioni), Refining & Marketing (€819 milioni) e Chimica (€158 milioni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2020 è pari al valore nominale;
- per €4.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di Euro Commercial Paper, fino a un massimo di €4.000 milioni. Al 31 dicembre 2020 l'impegno effettivo è di €793 milioni;
- per €3.260 milioni la garanzia rilasciata a fronte dell'accordo con la Società Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), che ha portato all'acquisizione del 20% della Società ADNOC Refining e alla costituzione della Joint venture Adnoc Global Trading Ltd dedicata alla commercializzazione di prodotti petroliferi; la garanzia rilasciata in data 31 luglio 2019 a favore delle Società Adnoc, Abu Dhabi Refining Oil Company, Adnoc Global Trading Lt a garanzia degli obblighi previsti negli Shareholders Agreement delle Società e rimarrà in essere fino a quando sarà mantenuta la partecipazione azionaria;
- per €2.752 milioni le garanzie rilasciate ad Eni Angola SpA a fronte di contratti di leasing (chartering, operation and maintenance) di navi FPSO da utilizzare nell'ambito dei progetti di sviluppo in Angola. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2020 ammonta a €2.494 milioni;
- per €2.445 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance USA Inc a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper. Al 31 dicembre 2020 l'impegno effettivo è di €1.494 milioni;
- per €1.630 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper. Al 31 dicembre 2020 l'impegno effettivo è pari a zero;
- per €1.581 milioni le garanzie concesse a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito a imprese controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2020 ammonta a €1.354 milioni;

- per €1.141 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline nell'interesse di Eni Usa Gas Marketing Llc (100% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti da Eni Usa Gas Marketing Llc. Nell'ambito di tale progetto nel corso del 2018 è cessato l'impegno contrattuale nei confronti della Società Gulf LNG Energy Llc (GLE), Gulf LNG Pipeline Llc (GLP) per la fornitura di servizi di importazione e rigassificazione long term (fino al 2031) di GNL sulla base del contratto "Terminal Use Agreement" (TUA) (stipulato in data 8 dicembre 2007 tra Eni USA da una parte e GLE e GLP dall'altra) dell'ammontare di €948 milioni al 31 dicembre 2017 (undiscounted), in forza di un lodo arbitrale che tra l'altro dichiarava il TUA risolto a far data dal 1° marzo 2016, e di fatto il riconoscimento alla controparte di un compenso equitativo netto di €324 milioni, rilevato nel conto economico dell'esercizio. Nonostante la pronuncia del Tribunale arbitrale che dichiarava risolto il TUA, GLE e GLP hanno presentato un ricorso presso la Corte Suprema di New York contro Eni SpA per l'escussione della parent compay guarantee (in base alla quale Eni SpA garantiva il pagamento di determinate commissioni da parte Eni USA ai sensi del TUA), nello specifico, sostenendo che Eni SpA dovrebbe continuare a pagare tali commissioni, nonostante il TUA sia stato risolto nel 2016, per un ammontare massimo di €757 milioni. Eni SpA ritiene che le contestazioni di GLE e GLP siano prive di fondamento e si sta opponendo alle stesse in fase di giudizio;
- per €90 milioni le garanzie prestate a fronte degli impegni contrattuali assunti essenzialmente dalla Versalis France SAS. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2020 è pari al valore nominale;
- per €82 milioni le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato essenzialmente per i rimborsi IVA;
- per €34 milioni le garanzie rilasciate a favore della Dogana di Lione nell'interesse dell'Eni France Sàrl (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2020 ammonta a €30 milioni;
- per €32 milioni la garanzia prestata a favore di Cameron Interstate Pipeline Llc nell'interesse di Eni USA Gas Marketing Llc (100% Eni) a fronte del contratto di trasporto per la commercializzazione del gas nelle aree di vendita del mercato americano. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2020 è pari al valore nominale;
- per €20 milioni le garanzie rilasciate a imprese assicuratrici nell'interesse di Eni Insurance DAC a fronte dei contratti di riassicurazione a favore delle imprese del gruppo. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2020 è pari al valore nominale.

Le garanzie prestate nell'interesse di imprese collegate e joint venture di €1.018 milioni riguardano essenzialmente:

- per €499 milioni la garanzia prestata alla Treno Alta Velocità – TAV – SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) con la quale Eni garantisce il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV Uno (Consorzio Eni per l'Alta Velocità, 50,36% Gruppo Saipem). La riduzione dell'importo è avvenuta in seguito all'esito positivo del collaudo dei lotti da 1 a 4; in corso l'attività di collaudo per il 5° e ultimo lotto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2020 risulta azzerato. I partecipanti al Consorzio hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché, escluse le società controllate da Eni, garanzia bancaria a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate;
- per €279 milioni la garanzia prestata a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalla Vår Energi (Società derivante dall'operazione di fusione che ha interessato la ex Eni Norge AS), riferita essenzialmente alla realizzazione di un livello minimo di investimenti per iniziative minerarie approvate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2020 è pari al valore nominale;
- per €165 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc (13,6% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL acquistato dall'Angola LNG Ltd e immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 13,6% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2020 è pari al valore nominale;
- le controgaranzie di performance di €57 milioni, rilasciate a favore di Unión Fenosa SA nell'interesse di Unión Fenosa Gas SA (50% Eni) a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività operativa di quest'ultima. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2020 ammonta a €41 milioni;
- per €18 milioni, le garanzie prestate a favore di terzi e di società controllate a fronte di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi essenzialmente al Gruppo Saipem e rilasciate antecedentemente alla perdita di controllo della Saipem avvenuta nel 2016. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2020 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio di €776 milioni riguardano essenzialmente:

- per €776 milioni le manleve a favore di banche a fronte delle garanzie da queste rilasciate a favore delle Amministrazioni statali e società private per partecipazioni a gare d'appalto, acconti ricevuti su contributi a fondo perduto, buona esecuzione lavori e contratti di fornitura e le lettere di patronage rilasciate a favore di banche a fronte di finanziamenti concessi. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2020 ammonta a €776 milioni.

IMPEGNI E RISCHI

(€ milioni)	31.12.2020	31.12.2019
Impegni	128	134
Rischi	362	422
	490	556

Gli impegni di €128 milioni riguardano essenzialmente l'impegno derivante dal contributo alla regione Sicilia per il porto di Gela (€16 milioni), dalla riqualificazione territoriale Comune di Taranto (€4 milioni) dal protocollo di intenti stipulato nel 1998 con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni nell'area della Val d'Agri che prevede diversi interventi congiunti, in gran parte già regolamentati da accordi attuativi; relativamente a quest'ultima fattispecie al 31 dicembre 2020 l'impegno massimo, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in €108 milioni (€65 milioni in quota Eni, di cui €63 milioni come anticipazione finanziaria sulle royalty dovute sulla futura produzione e €2 milioni come impegno economico).

I rischi di €362 milioni riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti essenzialmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa.

ALTRI IMPEGNI E RISCHI

Gli altri impegni e rischi includono:

- gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati da Eni, che contengono clausole di take-or-pay;
- gli impegni derivanti da contratti di lungo termine di trasporto di gas naturale dall'estero, con clausole di ship-or-pay, stipulati da Eni con le società proprietarie, o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotti di importazione;
- con la firma dell'Atto Integrativo del 19 aprile 2011 Eni ha confermato a RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA l'impegno, precedentemente assunto in data 15 ottobre 1991 con la firma della Convenzione con Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione della linea ferroviaria AV Milano-Verona tratta Treviglio-Brescia. In data 6 giugno 2018 è stato formalizzato il secondo Atto Integrativo che ha esteso l'impegno di Eni a garantire il completamento e la buona esecuzione della linea ferroviaria AV Milano-Verona anche alla tratta Brescia Est-Verona. I suddetti Atti Integrativi vedono impegnato, quale General Contractor, il Consorzio Eni per l'Alta Velocità due. A tutela della garanzia prestata e come previsto dal Regolamento del Consorzio, i consorziati hanno rilasciato in favore di Eni adeguate manleve e garanzie;
- Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di società del settore Exploration & Production il cui ammontare massimo garantito non è definibile a priori in quanto a copertura di tutti gli obblighi contrattuali derivanti dalla firma

dei contratti petroliferi, di acquisizione e cessione di quote societarie e di acquisizione di servizi;

- le garanzie rilasciate a favore di Eni Rewind SpA a fronte di contratti di cessione di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- le Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di Eni Insurance DAC a favore di Oil Insurance Limited-Bermuda;
- l'impegno a smantellare un impianto dimostrativo a Porto Torres delle tecnologie di "beneficiation" del carbone a basso impatto ambientale, la cui costruzione è stata realizzata da Eni attraverso società controllate e finanziata dall'Agenzia per la Promozione dello Sviluppo del Mezzogiorno. L'impianto al collaudo sperimentale definitivo è risultato non suscettibile di utilizzazione produttiva. Gli oneri di smantellamento, dedotti i ricavi della vendita delle componenti dell'impianto, sono a carico di Eni;
- gli impegni con le Autorità locali svizzere assunti in occasione della realizzazione dell'oleodotto Genova-Ingolstadt a garanzia degli obblighi delle società controllate, in relazione alla realizzazione e all'esercizio del tratto svizzero (Oleodotto del Reno SA - 100% Eni Rewind SpA). Dal 31 dicembre 2018 il tratto rimasto e per il quale vige l'impegno di Eni è limitato alla tratta da Thusis al passo Spluga, tratto per il quale sono state avviate, in accordo con le Autorità svizzere competenti, le attività di progettazione per la dismissione della condotta valutando al contempo eventuali possibilità di riutilizzo dell'asset;
- le residue manleve rilasciate in proporzione alla partecipazione Eni in Unión Fenosa Gas SA a favore di Unión Fenosa SA a fronte degli impegni assunti dalle società del Gruppo Unión Fenosa Gas SA per l'adempimento dei contratti in essere all'atto di acquisto del 50% del capitale sociale di Unión Fenosa Gas SA avvenuto in data 24 luglio 2003;
- gli accordi assunti per le iniziative di forestry, poste in essere nell'ambito della strategia low carbon definita dall'impresa, e riguardano in particolare gli impegni per l'acquisto, fino al 2038, di crediti di carbonio prodotti e certificati secondo standard internazionali da soggetti specializzati nei programmi di conservazione delle foreste;
- gli impegni con il Ministerio de Hacienda de la Republica Argentina derivanti dalla concessione esplorativa entro il perimetro dell'area Blocco 124 - Ronda Cosa Afuera nei limiti della quota di partecipazione della controllata Eni nel Consorzio.

Gli impegni e le manleve per qualunque fatto, anche di natura economica e/o ambientale, che dovesse insorgere dopo i conferimenti/cessioni di rami d'azienda, derivante e/o comunque riconducibile ad attività svolte anteriormente alla data di decorrenza degli stessi.

Tra gli altri:

→ il ramo d'azienda "Attività E&P - Pianura Padana" da Eni a Società Padana Energia SpA; decorrenza 31 dicembre 2009.

GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI⁷

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee di indirizzo emanate dal CdA di Eni SpA nell'esercizio del suo ruolo di indirizzo e di fissazione dei limiti di rischio, con l'obiettivo di uniformare e coordinare centralmente le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Le "Linee di indirizzo" definiscono per ciascuno dei rischi finanziari le componenti fondamentali del processo di gestione e controllo, quali l'obiettivo di risk management, la metodologia di misurazione, la struttura dei limiti, il modello delle relazioni e gli strumenti di copertura e mitigazione.

RISCHIO DI MERCATO

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA, Eni Finance USA Inc e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trading & Shipping SpA per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA ed Eni Finance USA Inc garantiscono, rispettivamente per le Società Eni italiane, non italiane e con sede negli Stati Uniti, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari non commodity di Eni mentre Eni Trading & Shipping SpA⁸ assicura la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA ed Eni Trading & Shipping SpA (anche per tramite della propria consociata Eni Trading & Shipping Inc) svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF), Organised Trading Facility (OTF) e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari, attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trading & Shipping ed Eni SpA sulla base delle asset class di competenza.

I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing (ossia riconducibile ad operazioni di Back to Back, Flow Hedging, Asset Backed Hedging o Portfolio Management) sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario la cui attività è svolta da Eni Trading & Shipping SpA ed è segregata rispetto alle altre operatività soggetta a specifiche azioni di controllo e monitoraggio.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di: (i) stop loss, ovvero della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale; (ii) soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit&Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e (iii) Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato e tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting e dell'hedging naturale. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di soglie di revisione strategia, e di stop loss con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede

(7) Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione si rinvia a quanto indicato nei "Fattori di rischio e incertezza" della relazione sulla gestione del bilancio consolidato.

(8) A partire dal 1° gennaio 2021 le attività operative della Eni Trading & Shipping SpA sono state trasferite, per effetto dell'operazione di scissione posta in essere, alle società Eni Global Energy Markets SpA e Eni Trade & Biofuels SpA; sempre con efficacia dal 1° gennaio 2021 la Eni Trading & Shipping post scissione è stata posta in liquidazione.

un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), accentra le richieste di copertura in strumenti derivati della Direzione Gas & LNG Marketing and Power Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

Nell'ambito degli obiettivi di struttura finanziaria contenuti nel Piano Finanziario approvato dal CdA, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. L'attività di gestione della liquidità strategica comporta per Eni l'assunzione di rischio mercato riconducibile all'attività di asset management realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità. Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

RISCHIO MERCATO - TASSO DI CAMBIO

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina i seguenti impatti: (i) sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); (ii) sul risultato economico e patrimonio netto di bilancio per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee di indirizzo" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di

strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

RISCHIO MERCATO - TASSO D'INTERESSE

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

RISCHIO MERCATO - COMMODITY

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione: (a) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Inclondono ad esempio le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve certe e probabili, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), la porzione del margine di raffinazione che il CdA identifica come esposizione di natura strategica (i volumi rimanenti possono essere allocati alla gestione attiva del margine stesso o alle attività di asset backed hedging) e le scorte obbligatorie mini-

me; (b) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni include le componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali e, qualora connesse ad impegni di take-or-pay, le componenti non contrattualizzate afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, soglie di revisione strategia e stop loss). All'interno delle esposizioni commerciali si individuano in particolare le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset; (c) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate da Eni Trading & Shipping in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery, sia nell'ambito dei mercati fisici, sia dei mercati finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto al verificarsi di un'aspettativa favorevole di mercato, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss).

Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie è oggetto di misurazione e monitoraggio ma non è soggetta a specifici limiti di rischio. Previa autorizzazione da parte del CdA, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei risultati economici. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni, per mezzo dell'unità di Trading (Eni Trading & Shipping) per la gestione del rischio commodity e delle competenti funzioni di finanza operativa per la gestione del collegato rischio cambio, utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribu-

zioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle business unit esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

RISCHIO MERCATO - LIQUIDITÀ STRATEGICA

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi in fase di alienazione o quando sono valutati in bilancio al fair value. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità si propongono principalmente di garantire la flessibilità finanziaria necessaria per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie) ed è dimensionata in modo da assicurare la copertura del debito a breve termine e del debito a medio lungo termine in scadenza in un orizzonte temporale di 24 mesi. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una politica di investimento con specifici obiettivi e vincoli, articolati in termini di tipologia di strumenti finanziari che possono essere oggetto di investimento, nonché limiti operativi, quantitativi e di durata; ha individuato altresì un insieme di principi di governance cui attenersi e introdotto un appropriato sistema di controllo. Più in particolare, l'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), stop loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, per emittente, comparto di attività e Paese di emissione, duration, classe di rating e tipologia degli strumenti di investimento da inserire nel portafoglio, volti a minimizzare sia il rischio di mercato che quello di liquidità. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria né la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel secondo semestre 2013, per il Portafoglio espresso in euro, e nel 2017 per Portafoglio espresso in USD. Nel 2020, il rating medio del portafoglio espresso in euro è pari a A-/BBB+ e quello del portafoglio espresso in USD a A+/A, entrambi in linea con i valori del 2019. Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2020 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2019) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione); relativamente alla liquidità strategica, è riportata la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse:

(Value at risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

(€ milioni)	2020				2019			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse ^(a)	3,33	0,77	1,32	0,96	3,70	1,17	2,18	1,46
Tasso di cambio ^(a)	0,34	0,03	0,15	0,09	0,32	0,01	0,08	0,08

(a) I valori relativi al VaR di tasso di interesse e di cambio si riferiscono alla sola Finanza operativa Eni Corporate.

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

(€ milioni)	2020				2019			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ^(b)	8,52	0,94	3,92	0,96	15,98		4,07	

(b) Il perimetro consiste nell'unità di business Gas & LNG Marketing and Power (esposizioni originanti dalle aree Refining & Marketing e Gas & Power). A partire dal 2014, a seguito dell'approvazione del CdA Eni in data 12 Dicembre 2013, il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di Bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti i derivati finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR di GLP nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

(€ milioni)	2020				2019			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Liquidità strategica Portafoglio euro ^(a)	0,37	0,29	0,32	0,30	0,37	0,31	0,35	0,33

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nel luglio 2013.

(€ milioni)	2020				2019			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Liquidità strategica Portafoglio USD ^(b)	0,07	0,03	0,05	0,05	0,05	0,02	0,04	0,05

(b) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nell'agosto 2017.

RISCHIO CREDITO

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni ha definito policy di gestione del rischio di credito coerenti con la natura e con le caratteristiche delle controparti delle transazioni commerciali e finanziarie nell'ambito del modello di finanza accentrata prescelto.

Eni ha adottato un modello per la quantificazione e il controllo del rischio credito basato sulla valutazione dell'Expected Loss. L'Expected Loss costituisce il valore della perdita attesa a fronte di un credito vantato nei confronti di una controparte, per la quale si stima una probabilità di default e una capacità di recupero sul credito passato in default attraverso la cosiddetta Loss Given Default.

All'interno del modello di gestione e controllo del rischio credito, le esposizioni creditizie sono distinte in base alla loro natura in esposizioni di natura commerciale, sostanzialmente relative ai contratti di vendita delle commodity oggetto dei

business di Eni ed esposizioni di natura finanziaria relative agli strumenti finanziari utilizzati da Eni, quali depositi, derivati e investimenti in titoli mobiliari

Rischio credito per esposizioni di natura commerciale

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, ed è operata sulla base di procedure formalizzate per la valutazione e l'affidamento delle controparti commerciali, per il monitoraggio delle esposizioni creditizie, per le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi generali e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente, in particolare la rischiosità delle controparti commerciali è valutata attraverso un modello di rating interno che combina i diversi fattori predittivi del default derivanti dalle variabili di contesto eco-

nomico, dagli indicatori finanziari, dalle esperienze di pagamento e dalle informazioni dei principali info provider specialistici. Per le controparti rappresentate da Entità Statali o ad esse strettamente correlate (es. National Oil Company) la Probability of Default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i Country Risk Premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Infine, per le controparti non oggetto di un processo di affidamento individuale l'Expected Loss è determinata, per cluster omogenei, sulla base di un modello generico che sintetizza in un unico parametro (cd. Ratio di Expected Loss) i valori della Probability of Default e della capacità di recupero (complemento della Loss Given Default) avuto riguardo ai dati storici di recupero dei crediti dalla società, sistematicamente aggiornati, integrati, ove appropriato, di considerazioni prospettiche in merito all'evoluzione del rischio di insolvenza.

Rischio credito per esposizioni di natura finanziaria

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura finanziaria derivante essenzialmente dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie valutate al fair value, le policy interne prevedono il controllo dell'esposizione e della concentrazione attraverso limiti di rischio credito espressi in termini di massimo affidamento e corrispondenti a diverse classi di controparti finanziarie, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalle funzioni di finanza operativa e da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e aree di business limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento per la singola entità legale e complessivamente per il gruppo di appartenenza, che viene monitorato e controllato attraverso la valutazione giornaliera dell'utilizzo degli affidamenti e l'analisi periodica di Expected Loss e concentrazione.

RISCHIO DI LIQUIDITÀ

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi aggiuntivi 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 2020 il programma risulta utilizzato per circa €16,3 miliardi (di cui Eni SpA €13,9 miliardi).

Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Negative per il debito a lungo termine e A-2 per il debito a breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Stabile per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve; Fitch assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e F1 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate dalle agenzie di rating, un downgrade del rating sovrano italiano può ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni. Nel corso del 2020 il rating di Eni non ha subito variazioni.

Nell'ambito del programma di Euro Medium Term Notes nel 2020 sono stati emessi bond per un valore complessivo di €3,5 miliardi (di cui Eni SpA €3,0 miliardi).

Inoltre, ad ottobre 2020 per la prima volta Eni ha collocato due emissioni obbligazionarie subordinate ibride del valore nominale complessivo di 3 miliardi di euro. Si tratta di strumenti perpetui con opzioni di rimborso anticipato a favore dell'emittente che sono classificati in bilancio interamente all'interno del patrimonio netto. Le agenzie di rating assegnano alle obbligazioni un rating di Baa3/BBB/BBB (Moody's/S&P/Fitch) ed un "equity credit" del 50%.

Al 31 dicembre 2020, Eni SpA dispone di linee di credito uncommitted non utilizzate a breve termine di €7.052 milioni. Le linee di credito committed non utilizzate sono pari a €5.295 milioni, di cui €4.750 milioni scadenti oltre 12 mesi; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI PASSIVITÀ FINANZIARIE, DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

Nella tavola che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2021	2022	2023	2024	2025	Oltre	
31.12.2020							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	1.661	2.285	3.446	2.034	2.222	10.166	21.814
Passività finanziarie a breve termine	3.929						3.929
Passività per beni in leasing	407	311	300	241	230	1.075	2.564
Passività per strumenti finanziari derivati	1.248	143	39	1	64	139	1.634
	7.245	2.739	3.785	2.276	2.516	11.380	29.941
Interessi su debiti finanziari	446	387	376	303	279	972	2.763
Interessi su passività per beni in leasing	85	67	56	47	39	149	443
	531	454	432	350	318	1.121	3.206

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2020	2021	2022	2023	2024	Oltre	
31.12.2019							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	3.082	2.266	1.243	2.721	1.784	9.315	20.411
Passività finanziarie a breve termine	4.622						4.622
Passività per beni in leasing	321	302	265	247	228	1.284	2.647
Passività per strumenti finanziari derivati	1.486	91	24			62	1.663
	9.511	2.659	1.532	2.968	2.012	10.661	29.343
Interessi su debiti finanziari	480	377	351	342	269	1.101	2.920
Interessi su passività per beni in leasing	80	79	64	55	47	187	512
	560	456	415	397	316	1.288	3.432

Nella tavola che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e altri debiti:

(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2021	2022-2025	Oltre	
31.12.2020				
Debiti commerciali	3.475			3.475
Altri debiti e anticipi	678	31	27	736
	4.153	31	27	4.211

(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2020	2021-2024	Oltre	
31.12.2019				
Debiti commerciali	4.710			4.710
Altri debiti e anticipi	835	83	24	942
	5.545	83	24	5.652

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI OBBLIGAZIONI CONTRATTUALI⁹

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay della Global Gas & LNG Portfolio in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sot-

tostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management. Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

(9) I pagamenti relativi ai benefici per i dipendenti sono indicati alla nota n. 23 – Fondi per benefici ai dipendenti.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2021	2022	2023	2024	2025	Oltre	
Costi di abbandono e ripristino siti^(a)	20	44	57	92	142	2.718	3.073
Costi relativi a fondi ambientali	154	123	104	73	39	192	685
Impegni di acquisto^(b)	6.569	6.769	6.723	7.374	7.829	60.101	95.365
- Gas							
Take-or-pay	5.619	6.230	6.226	6.947	7.626	59.777	92.425
Ship-or-pay	950	539	497	427	203	324	2.940
Altri impegni, di cui:	2					126	128
Memorandum di intenti Val d'Agri	2					106	108
Altri						20	20
Totale	6.745	6.936	6.884	7.539	8.010	63.137	99.251

(a) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.

(b) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

IMPEGNI PER INVESTIMENTI

Nel prossimo quadriennio Eni SpA (comprensiva delle joint operation) prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di circa €4 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti relativi ai proget-

ti 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	2021	2022	2023	2024	Oltre
Impegni per progetti committed	1.688	522	380	321	182	283

ALTRE INFORMAZIONI SUGLI STRUMENTI FINANZIARI

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

(€ milioni)	2020			2019		
	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 derivati:						
- Strumenti finanziari derivati non di copertura ^(a)	(372)	(393)		249	100	
- Strumenti finanziari derivati di copertura CFH ^(b)	85	6	702	(761)	7	(767)
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli	20			20		
Strumenti finanziari destinati al trading:						
- Titoli ^(c)	5.020	26		6.230	117	
Partecipazioni valutate al fair value:						
- Partecipazioni minoritarie	10		(8)	18		
- Altre imprese disponibili per la vendita	...			...		
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato						
- Crediti commerciali e altri crediti ^(d)	3.756	(33)		4.981	(57)	
- Crediti finanziari ^(e)	9.177	(287)		8.862	311	
- Debiti commerciali e altri debiti ^(e)	(4.153)	40		(5.545)	(30)	
- Debiti finanziari ^(e)	(25.843)	(206)		(24.943)	(616)	

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €182 milioni di oneri (proventi per €105 milioni nel 2019) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €211 milioni di oneri (oneri per €5 milioni nel 2019).

(b) Gli effetti a conto economico della quota inefficace sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi". Rileva inoltre che i reversal a conto economico sono rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti, prestazioni e costi diversi", oneri per €1.131 milioni nel 2020 (oneri per €753 milioni nel 2019).

(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per €9 milioni di oneri (oneri per €63 milioni nel 2019), (svalutazioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio per €24 milioni di oneri (proventi per €6 milioni nel 2019).

(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio.

INFORMAZIONI SULLE VALUTAZIONI AL FAIR VALUE

Di seguito è indicata la classificazione delle attività e passività valutate al fair value nello schema di stato patrimoniale secondo la gerarchia del fair value definita in funzione della significatività degli input utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli input utilizzati per la valutazione, la gerarchia del fair value prevede i seguenti livelli:

a) Livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;

b) Livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi);

c) Livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

In relazione a quanto sopra le attività e passività valutate al fair value al 31 dicembre 2020 di Eni SpA sono classificate:

(€ milioni)	2020			2019		
	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Attività correnti:						
Attività finanziarie destinate al trading	4.766	254		5.689	541	
Rimanenze - Certificati bianchi				13		
Strumenti finanziari derivati non di copertura	2	865			998	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		142			38	
Attività non correnti:						
Partecipazioni minoritarie			10			18
Altre attività finanziarie - Titoli	20			20		
Strumenti finanziari derivati non di copertura		303			115	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		35				
Passività correnti:						
Strumenti finanziari derivati non di copertura		1.174			757	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		73			729	
Passività non correnti:						
Strumenti finanziari derivati non di copertura		368			107	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		19			70	

Nel corso dell'esercizio 2020 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

CONTENZIOSI

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegate al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni SpA ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio di esercizio. Per una sintesi dei procedimenti più significativi riguardanti Eni SpA si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato. Per tali contenziosi, come indicato nelle note al bilancio consolidato, salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento perché Eni SpA ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

REGOLAMENTAZIONE IN MATERIA AMBIENTALE

Si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Regolamentazione in materia ambientale" delle Note al bilancio consolidato. Con riferimento allo Schema Europeo di Emissions Trading (ETS), nell'esercizio 2020, a fronte di 4,60 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 4,15 milioni di permessi di emissione. Il deficit risultante (0,45 milioni di tonnellate di permessi di emissione) è stato interamente compensato mediante acquisto di permessi di emissione sul mercato.

28 RICAVI**RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA**

(€ milioni)	2020	2019
Ricavi delle vendite e delle prestazioni		
Prodotti Petroliferi	8.348	14.374
Gas naturale	5.113	8.577
Energia elettrica e utility	1.793	2.337
GNL	814	1.183
Greggi	448	556
Gestione sviluppo sistemi informatici	96	99
Vettoriamento gas su tratte estere	63	55
Altre vendite e prestazioni	1.345	1.311
	18.020	28.492
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	(3)	4
	18.017	28.496

(€ milioni)	2020	2019
Ricavi rilevati a fronte di anticipi e altre passività con la clientela esistenti all'inizio dell'esercizio ^(a)	152	107
Ricavi rilevati a fronte di performance obligation soddisfatte o parzialmente soddisfatte in esercizi precedenti	(17)	10
	135	117

(a) Per ulteriori informazioni si rinvia alla nota n. 10 - Altre attività e passività

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(€ milioni)	2020	2019
Accise su prodotti petroliferi	(7.616)	(8.793)
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito e carte prepagate	(1.473)	(2.052)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(313)	(362)
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(220)	(259)
Ricavi operativi relativi a permuta greggi	(85)	(145)
Ricavi per operazioni a premio per fidelizzazione clientela	(7)	(7)
	(9.714)	(11.618)

I ricavi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 - Rapporti con parti correlate.

ALTRI RICAVI E PROVENTI

(€ milioni)	2020	2019
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	14	11
Locazioni, affitti e noleggi	36	55
Proventi per attività in joint venture	31	41
Indennizzi	94	103
Altri proventi	230	220
	405	430

I ricavi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 - Rapporti con parti correlate.

29 COSTI

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

(€ milioni)	2020	2019
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	12.215	22.059
Costi per servizi	4.163	4.901
Costi per godimento di beni di terzi	181	305
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	491	572
Variazioni rimanenze	969	(550)
Altri oneri	378	248
	18.397	27.535

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci riguardano:

(€ milioni)	2020	2019
Materie prime, sussidiarie	4.291	9.051
Gas naturale	4.672	8.563
Prodotti	2.737	3.728
Semilavorati	328	498
Materiali e materie di consumo	320	418
a dedurre:		
Acquisti per investimenti	(111)	(178)
Ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(22)	(21)
	12.215	22.059

I costi per servizi riguardano:

(€ milioni)	2020	2019
Trasporto e distribuzione di gas naturale	1.046	1.477
Progettazione e direzione lavori	487	727
Tolling fee per la produzione di energia elettrica	461	431
Manutenzioni	337	390
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	330	408
Trasporti e movimentazioni	240	311
Consulenze e prestazioni professionali	230	252
Compensi di lavorazione	224	44
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	188	216
Costi di vendita diversi	168	186
Trasporto e distribuzione di energia elettrica	127	143
Servizi di modulazione e stoccaggio	109	99
Viaggi, missioni e altri	96	132
Postali, telefoniche e ponti radio	85	88
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	57	73
Altri	685	850
	4.870	5.827
a dedurre:		
Servizi per investimenti	(520)	(701)
Ricavi recuperi da partner quota costi per servizi	(187)	(225)
	4.163	4.901

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione nell'attivo patrimoniale, sono rilevati a conto economico e ammontano a €91 milioni.

I costi per godimento beni di terzi di €181 milioni compren-

dono royalties su prodotti petroliferi estratti per €97 milioni (€163 milioni al 31 dicembre 2019).

Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri ammontano a €491 milioni. Le informazioni relative ai fondi rischi e

oneri sono indicate alla nota n. 22 - Fondi per rischi e oneri, cui si rinvia.

Gli altri oneri di €378 milioni includono essenzialmente: (i) le imposte indirette e tasse (€161 milioni); (ii) gli oneri addebitati dal GSE - Gestore Servizi Energetici relativi a differenziali

zonal, gli oneri per transazioni effettuate sulla borsa elettrica e gli altri oneri di gestione delle attività connesse con la commercializzazione dell'energia elettrica (€40 milioni).

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 - Rapporti con parti correlate.

COSTO LAVORO

Il costo lavoro si analizza come segue:

(€ milioni)	2020	2019
Salari e stipendi	892	909
Oneri sociali	252	254
Oneri per benefici ai dipendenti	106	102
Costi personale in comando	35	40
Altri costi	96	36
	1.381	1.341
a dedurre:		
- proventi relativi al personale	(111)	(115)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(27)	(37)
- ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(5)	(4)
	1.238	1.185

Gli oneri per benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 23 - Fondi per benefici ai dipendenti.

NUMERO MEDIO DEI DIPENDENTI

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria è il seguente:

	2020	2019
Dirigenti	613	626
Quadri	4.691	4.466
Impiegati	6.050	5.874
Operai	984	998
	12.338	11.964

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come media mensile dei dipendenti per categoria.

PIANI DI INCENTIVAZIONE DEI DIRIGENTI CON AZIONI ENI

L'Assemblea nelle sedute del 13 aprile 2017 e del 13 maggio 2020 ha approvato i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 e 2020-2022, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione dei Piani e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2017-2019 e di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022. I Piani di Incentivazione di Lungo Termine prevedono tre attribuzioni di azioni ordinarie ciascuno (rispettivamente, negli anni 2017, 2018 e 2019 e negli anni 2020, 2021 e 2022) e sono destinati all'Amministratore Delegato di Eni e ai dirigenti di Eni e delle sue società controllate rientranti nell'ambito delle "risorse manageriali critiche per il business", individuate tra coloro che occupano le posizioni più diretta-

mente responsabili dei risultati aziendali o che sono di interesse strategico, compresi i dirigenti con responsabilità strategiche. I Piani prevedono l'assegnazione di azioni Eni a titolo gratuito ai beneficiari al termine di un periodo di vesting triennale a condizione che gli stessi siano rimasti in servizio. Coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione, ai sensi delle disposizioni dei principi contabili internazionali, il costo dei piani è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni da assegnare al termine del vesting period; il costo è rilevato pro-rata temporis lungo il vesting period. Con riferimento al Piano 2017-2019, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 50%, dall'andamento del Total Shareholder Return (TSR) del titolo Eni, rapportato al TSR

dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, confrontato con quello registrato da un gruppo di competitor di Eni ("Peer Group") rapportato anch'esso con il TSR delle rispettive borse valori di riferimento e (ii) per il 50% dalla variazione percentuale annuale del Net Present Value (NPV) delle riserve certe confrontata con l'analoga variazione di ciascuna società del Peer Group. Con riferimento al Piano 2020-2022, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 25%, da un obiettivo di mercato di tipo relativo connesso al Total Shareholder Return (TSR) triennale misurato dalla differenza, nel triennio, tra il TSR del Titolo Eni e il TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, corretto per l'indice di correlazione di Eni, confrontata con le analoghe differenze registrate per ciascuna società di un gruppo di competitor di Eni ("Peer Group"); (ii) per il 20% da un obiettivo industriale di tipo relativo misurato in termini di valore unitario annuale (\$/boe) del Net Present Value delle riserve certe (NPV), confrontato con gli analoghi valori registrati per le società del Peer Group, con risultato finale pari alla media dei risultati annuali nel triennio; (iii) per il 20% da un obiettivo economico/finanziario di tipo assoluto misurato dal Free Cash Flow organico (FCF) cumulato nel triennio di riferimento, consuntivato rispetto all'omologo valore cumulato previsto nei primi 3 anni del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance. La consuntivazione del FCF viene effettuata al netto degli effetti delle variabili esogene, in applicazione di una metodologia di analisi degli scostamenti predeterminata e approvata dal Comitato Remunerazione, allo scopo di valorizzare l'effettiva performance aziendale derivante dall'azione del management; (iv) per la restante parte (35%) da un obiettivo di sostenibilità ambientale e transizione energetica articolato in tre obiettivi triennali di tipo assoluto e precisamente: (a) per il 15% da un obiettivo di decarbonizzazione misurato dal valore consuntivato a fine triennio dell'Intensità delle Emissioni di GHG (tCO₂eq./kboe) relative alla produzione upstream, rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (b) per il 10% da un obiettivo di transizione energetica misurato a fine triennio in termini di Megawatt di capacità installata di generazione elettrica da fonti rinnovabili rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (c) da un obiettivo di economia circolare misurato in

termini di stato avanzamento a fine triennio di tre progetti rilevanti nell'ambito dei biocarburanti rispetto allo stato avanzamento previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance.

In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni che saranno offerte a titolo gratuito dopo tre anni dall'attribuzione potrà essere compreso tra lo 0% e il 180% del numero delle azioni attribuite inizialmente; il 50% delle azioni che saranno effettivamente assegnate a ciascun beneficiario in servizio sarà sottoposto ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per un anno dalla data di assegnazione. Alla grant date sono state attribuite complessivamente da parte di Eni: (i) nel 2020, n. 2.922.749 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a €4,67 per azione; (ii) nel 2019, n. 1.759.273 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a €9,88 per azione; (iii) nel 2018, n. 1.517.975 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a €11,73 per azione.

La determinazione del fair value è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dai piani (con riferimento al Piano 2017-2019, metodo stocastico per la componente del piano afferente al TSR e modello Black-Scholes per la componente afferente al NPV delle riserve; con riferimento al Piano 2020-2022 metodo stocastico) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (tra €5,885 e €8,303 per l'attribuzione 2020 a seconda della grant date alle risorse manageriali destinatarie dell'incentivazione; €13,714, per l'attribuzione 2019; €14,246, per l'attribuzione 2018), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (5,9% per l'attribuzione 2020, 6,1% per l'attribuzione 2019 e 5,8% per l'attribuzione 2018 del prezzo dell'azione alla data di attribuzione), considerando la volatilità del titolo (compresa tra il 41% e il 44% per l'attribuzione 2020; 19% per l'attribuzione 2019; 20% per l'attribuzione 2018), le previsioni relative all'andamento dei parametri di performance, nonché il minor valore attribuibile alle azioni caratterizzate dal vincolo di cedibilità al termine del vesting period (cd. lock-up period).

I costi relativi ai Piani di Incentivazione di Lungo Termine, rilevati come componente del costo lavoro in quanto afferenti a dipendenti della Società, ammontano a €5,4 milioni (€7,8 milioni nel 2019) con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

COMPENSI SPETTANTI AL KEY MANAGEMENT PERSONNEL

I compensi spettanti a soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i Dirigenti con responsabilità strategiche (cd. key management per-

sonnel) in carica nel corso dell'esercizio ammontano (inclusi i contributi e gli oneri accessori) a €54 milioni e €48 milioni rispettivamente per il 2020 e il 2019 e si analizzano come segue:

(€ milioni)	2020	2019
Salari e stipendi	25	25
Benefici successivi al rapporto di lavoro	2	2
Altri benefici a lungo termine	11	11
Indennità per cessazione rapporto di lavoro	16	10
	54	48

COMPENSI SPETTANTI AGLI AMMINISTRATORI E SINDACI

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €7,54 milioni e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a €390 mila (art. 2427, n.16 del Codice Civile). Questi compensi riguardano gli emolumenti e ogni altra somma avente

natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione, che abbiano costituito un costo per la Società, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

30 PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

(€ milioni)	2020	2019
Proventi (oneri) finanziari:		
Proventi finanziari	2.213	1.625
Oneri finanziari	(2.749)	(2.016)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	26	117
	(510)	(274)
Strumenti finanziari derivati	211	(5)
	(299)	(279)

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2020	2019
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(427)	(510)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(88)	(80)
Interessi passivi su passività per beni in leasing	(88)	(81)
Interessi attivi su depositi e c/c	6	9
Proventi (oneri) su attività finanziarie destinate al trading	26	117
Interessi e altri proventi su crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	67	86
Commissioni mancato utilizzo linee di credito	(8)	(10)
	(512)	(469)
Differenze attive (passive) di cambio:		
Differenze attive realizzate	1.460	1.207
Differenze attive da valutazione	573	165
Differenze passive realizzate	(1.492)	(1.071)
Differenze passive da valutazione	(706)	(260)
	(165)	41
Altri proventi (oneri) finanziari:		
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(34)	(42)
Interessi e altri proventi su crediti finanziari strumentali all'attività operativa	130	125
Commissioni per servizi finanziari	24	24
Oneri correlati ad operazioni di factoring	(3)	(3)
Altri proventi	9	9
Altri oneri	(18)	(22)
	108	91
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	59	63
	(510)	(274)

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi rischi ed oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

Gli strumenti finanziari derivati, positivi di €211 milioni, sono indicati alla nota n. 24 - Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34 - Rapporti con parti correlate.

31 PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

I proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2020	2019
Dividendi	8.914	6.623
Altri proventi	5	420
Totale proventi	8.919	7.043
Svalutazioni e altri oneri	(2.400)	(1.366)
	6.519	5.677

I proventi su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2020	2019
Dividendi		
Eni International BV	7.990	6.097
Eni Trading & Shipping SpA	186	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	157	51
Eni gas e luce SpA	150	
Eni Angola SpA	134	175
EniPower SpA	92	113
Eni Insurance DAC	65	49
Ecofuel SpA	30	44
Eni Finance International SA	29	32
Floaters SpA	28	17
Eni International Resources Ltd	24	
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	8	8
LNG Shipping SpA	6	17
Transmed SpA	5	5
Norpipe Terminal Holdco Ltd	4	3
Eni Fuel SpA	3	8
Saipem SpA	3	
EniProgetti SpA		1
Altre		3
	8.914	6.623
Altri proventi		
	5	420
Totale proventi	8.919	7.043

Gli altri proventi del 2019 si riferiscono essenzialmente alla ripresa di valore di Eni Angola SpA.

Le svalutazioni e gli altri oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	2020	2019
Svalutazioni		
Eni Investments Plc	620	
Versalis SpA	471	551
Eni Petroleum Co Inc	457	63
Saipem SpA	291	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	213	118
Eni Rewind SpA	190	426
Unión Fenosa Gas SA	85	8
EniProgetti SpA	17	17
LNG Shipping SpA	12	17
Servizi Aerei SpA	12	
Eni Mozambico SpA	9	13
Agenzia Giornalistica Italia SpA	6	7
Eni New Energy SpA	6	
EniServizi SpA	2	
Società Petrolifera Italiana SpA	1	3
Eni West Africa SpA	1	
Raffineria di Gela SpA		76
Floaters SpA		3
Altre minori	1	
	2.394	1.302
Altri oneri		
Perdite su partecipazione Raffineria di Gela SpA		64
Perdite su partecipazione Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	6	
	6	64
Totale oneri	2.400	1.366

32 IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	2020	2019
IRES	66	17
IRAP	(2)	
Totale imposte correnti	64	17
Imposte differite	(76)	9
Imposte anticipate ^(a)	(660)	(409)
Totale imposte differite e anticipate	(736)	(400)
Totale imposte estere	(13)	(8)
Totale imposte sul reddito di Eni SpA	(685)	(391)
Imposte correnti relative alla joint operation	(2)	1
Imposte anticipate (differite) relative alla joint operation	59	
Totale imposte sul reddito joint operation	57	1
	(628)	(390)

(a) Per il commento alle imposte anticipate si rinvia alla nota n. 17 - Attività per imposte anticipate.

Per effetto delle previsioni dei cd. decreti COVID-19, in ultimo il decreto legge 7/2021, gli atti di accertamento relativi alle imposte sui redditi, Iva e Irap per l'annualità 2015, la cui

decadenza è fissata al 31 dicembre 2020, possono essere notificati tra il 1° marzo 2021 e il 28 febbraio 2022.

L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e l'aliquota effettiva di Eni SpA, inclusiva delle joint operation, è di seguito analizzata:

(€ milioni)	2020		2019	
	Aliquota	Imposta	Aliquota	Imposta
Utile prima delle imposte	2.235	24,00%	3.368	24,00%
Differenza tra valore e costi della produzione	(3.985)	4,96%	(2.030)	4,96%
Aliquota teorica	24,00%		24,00%	
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:				
- dividendi esclusi da tassazione	-91,00%		-44,97%	
- perdite fiscali società consolidate	1,90%		-1,87%	
- svalutazioni/rivalutazioni partecipazioni	25,72%		6,74%	
- svalutazione anticipate	71,15%		23,57%	
- perdita fiscale per imposte passati esercizi	-2,13%		2,94%	
- altre variazioni	-1,54%		1,17%	
Aliquota effettiva	28,10%		11,58%	

33 ESPLORAZIONE E VALUTAZIONE DI RISORSE OIL & GAS

I valori rilevati in bilancio in merito all'attività di esplorazione e valutazione di risorse minerarie, relative alla Exploration & Production, sono di seguito indicati:

(€ milioni)	2020	2019
Ricavi relativi all'attività di esplorazione e valutazione		
Costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico:		
- costi per prospezioni geologiche e geofisiche	19	18
Totale costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico	19	18
Attività materiali: attività di esplorazione ed appraisal	266	293

34 RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano:

- 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. La maggior parte di tali operazioni sono esenti dall'applicazione della normativa interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e Operazioni con Parti Correlate", emanata in attuazione della regolamentazione Consob, poiché si tratta di operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o standard, ovvero poiché al di sotto della soglia di esiguità prevista dalla procedura stessa. Le uniche operazioni non esenti, esaminate e valutate positivamente in applicazione della procedura, con riferimento all'interesse della Società e alla convenienza e correttezza delle relative condizioni, riguardano (i) la revisione di un contratto per servizi connessi ad infrastrutture di rete con Vodafone Italia SpA; (ii) il rinnovo di un contratto per lo sviluppo di

contenuti editoriali per la rivista World Energy con l'Istituto Affari Internazionali. Entrambe le controparti sono correlate a Eni SpA per il tramite di due componenti del Consiglio di Amministrazione;

- i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni SpA, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico e i contributi versati ai fondi pensione. In particolare nel corso del 2020 con: (i) Eni Foundation, costituita senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale ed umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica (€1 milione); (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM), costituita con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale (€5 milioni); (iii) fondo pensione dirigenti (€23 milioni).

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte dell'ordinaria gestione.

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa con le imprese controllate, collegate e joint venture e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

ESERCIZIO 2020

Denominazione (€ milioni)	31.12.2020					2020		
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)	Ricavi ^(b)	Derivati su commodity
Imprese controllate								
Agip Caspian Sea BV	3				12.834		11	
Agip Karachaganak BV	4				2.816	1	12	
Ecofuel SpA	1	4			11	114	4	
Eni Abu Dhabi BV	5	2			44.827	2	21	
Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV					3.260			
Eni AEP Ltd					101			
Eni Algeria Exploration BV	9	1			98		14	
Eni Angola SpA	35	1			2.806		68	
Eni Austria GmbH	7				15		74	
Eni Deutschland GmbH	93	2			12	22	489	
Eni Finance International SA	1		79	175			2	
Eni France Sàrl	2				54		16	
Eni Fuel SpA	180	27			54	8	601	
Eni Gas & Power France SA	127				70		504	
Eni gas e luce SpA	245	9	208	250	659		1.523	(42)
Eni Hewett Ltd					64			
Eni Insurance Designated Activity Company	69	7			75	41	95	
Eni International BV	1				163		2	
Eni Lasmo Plc					527			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	25	29			20	158	76	
Eni México S. de RL de CV	14	1			178		37	
Eni Mozambique Engineering Ltd	3	3				67	7	
Eni Muara Bakau BV	46	43				102	11	
Eni North Africa BV	15	5			21	74	35	
Eni Petroleum Co Inc	7	2			151	8	15	
Eni Petroleum US LLC					372			
Eni Rewind SpA	25	130			847	293	46	
Eni Suisse SA	8	1				5	115	
Eni Trade & Biofuels SpA (ex Eni Energia Srl)					178			
Eni Trading & Shipping Inc					480			
Eni Trading & Shipping SpA	748	1.027	771	995	2.702	4.127	2.251	(576)
Eni ULX Ltd					265			
Eni US Operating Co Inc					646			
Eni USA Gas Marketing LLC					1.177			
Eni Venezuela BV	4					127	72	
EniPower Mantova SpA	17	24			6	83	13	
EniPower SpA	63	74			10	363	94	
EniProgetti SpA	13	78			10	117	19	
EniServizi SpA	18	17			14	123	42	
Ieoc Production BV	29	3				1	74	
Nigerian Agip Oil Company Ltd	36				67		53	
Raffineria di Gela SpA	8	10			68	136	30	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	5	14				107		
Versalis France Sas					95			
Versalis SpA	120	16		1	150	76	516	15
Altre ^(c)	198	89			600	176	424	
	2.184	1.619	1.058	1.421	76.503	6.331	7.366	(603)

Denominazione (€ milioni)	31.12.2020					2020		
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)	Ricavi ^(b)	Derivati su commodity
Imprese collegate e joint venture								
Angola LNG Supply Services Llc					165			
Gruppo Saipem	1	21			509	15	6	
Società EniPower Ferrara Srl	3	19			6	85	8	
Società Oleodotti Meridionali SpA - SOM SpA	3	399				15	20	
Unión Fenosa Gas SA					57		1	
Vår Energi AS	20	25			279	97	32	
Altre ^(*)	20	6			2	53	75	
	47	470			1.018	265	142	
Imprese controllate dallo Stato								
Gruppo Snam	182	209				1.011	27	
GSE - Gestore Servizi Energetici	20	21				236	548	
Terna SpA	20	11	1	1		55	9	8
Altre imprese a controllo statale ^(*)	7	22				59	12	
	229	263	1	1		1.361	596	8
Fondi pensione, fondazioni e altri soggetti correlati		3				35		
	2.460	2.355	1.059	1.422	77.521	7.992	8.104	(595)

(a) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.

(b) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.

(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

ESERCIZIO 2019

		31.12.2019					2019		
Denominazione	(€ milioni)	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)	Ricavi ^(b)	Derivati su commodity
Imprese controllate									
Agip Caspian Sea BV		3				14.021		8	
Agip Karachaganak BV		7	1			3.077	1	16	
Ecofuel SpA		5	15			9	193	3	
Eni Abu Dhabi BV		10	1			44.522	2	18	
Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV						6.527			
Eni AEP Ltd						109			
Eni Algeria Exploration BV		13				79		14	
Eni Angola SpA		32				3.048		64	
Eni Austria GmbH		11				15		148	
Eni Congo SA		25						58	
Eni Deutschland GmbH		158	10			5	113	573	
Eni France Sàrl		2				52		18	
Eni Fuel SpA		281	49			30	8	980	
Eni Gas & Power France SA		160				72		738	
Eni gas e luce SpA		420	173	181	81	612	4	1.915	142
Eni Insurance Designated Activity Company		1	4			75	34	104	
Eni International BV		1				178		1	
Eni Lasmo Plc						576			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		34	28			13	232	115	
Eni México S. de RL de CV		19	2			194	(2)	51	
Eni Mozambico SpA		2				127		4	
Eni Mozambique Engineering Ltd		3	15				104	12	
Eni Muara Bakau BV		57	68				224	15	
Eni North Africa BV		15	13			65	225	29	
Eni Pakistan (M) Limited Sàrl						53			
Eni Petroleum US Llc						258			
Eni Rewind SpA		29	175			807	366	47	
Eni Suisse SA		13	2				22	161	
Eni Trading & Shipping Inc						604			
Eni Trading & Shipping SpA		1.068	1.791	757	1.446	3.914	9.476	3.925	(1.639)
Eni ULX Ltd						279			
Eni US Operating Co Inc						706	1	1	
Eni USA Gas Marketing Llc						1.285			
Eni Venezuela BV		3					79	25	
EniPower Mantova SpA		4	21			6	87	13	
EniPower SpA		52	83			12	361	86	
EniProgetti SpA		18	93			7	140	21	
EniServizi SpA		19	29			15	145	34	
Ieoc Production BV		40	3			2	3	90	
Nigerian Agip Oil Company Ltd		26				73	1	53	
Raffineria di Gela SpA		9	16			143	51	22	
Serfactoring SpA		1	53				1	2	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA		15	11				292	44	
Versalis France SAS						94			
Versalis SpA		164	50	2	1	269	113	737	2
Altre ^(c)		183	77	40	41	421	218	391	
		2.903	2.783	980	1.569	82.354	12.494	10.536	(1.495)

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2019					2019		
		Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)	Ricavi ^(b)	Derivati su commodity
Imprese collegate e joint venture									
Angola LNG Supply Services Llc						181			
Coral FLNG SA		15						70	
Gruppo Saipem		2	13			510	24	6	
Società EniPower Ferrara Srl		3	31			5	111	10	
Unión Fenosa Gas SA						57		1	
Vår Energi AS		17	8			296	79	30	
Altre ^(c)		4	8			3	53	26	
		41	60			1.052	267	143	
Imprese controllate dallo Stato									
Gruppo Enel		5	12				71	79	
Gruppo Snam		271	224				1.208	51	
GSE - Gestore Servizi Energetici		23	17				407	535	
Terna SpA		21	12	2	1		60	20	17
Altre imprese a controllo statale ^(c)		8	7				14	11	
		328	272	2	1		1.759	697	17
Fondi pensione, fondazioni e altri soggetti correlati									
			2				28		
		3.272	3.117	982	1.570	83.406	14.548	11.376	(1.478)

(a) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.

(b) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.

(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le imprese controllate, collegate e joint venture riguardano:

- l'acquisto di greggio da Eni Trading & Shipping SpA, da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA e da Eni Venezuela BV sulla base dei corrispettivi legati alle quotazioni dei greggi di riferimento sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi a società italiane controllate (tra le principali Eni Fuel SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Trading & Shipping SpA, Versalis SpA), nonché di greggi a Eni Deutschland GmbH e prodotti petroliferi a controllate estere (tra le principali Eni Austria GmbH, Eni Suisse SA e Eni Venezuela BV). I rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni dei prodotti e dei greggi sui mercati internazionali di riferimento riconosciuti;
- la fornitura di gas e GNL a società controllate in Italia (Eni gas e luce SpA, Eni Trading & Shipping SpA, Versalis SpA) e all'estero (Eni Gas & Power France SA, Unión Fenosa Gas SA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- la fornitura di energia elettrica e vapore a società controllate (Eni gas e luce SpA, EniPower SpA, Eni Trading & Shipping SpA, Versalis SpA);
- l'acquisto di gas da società controllate e collegate (tra le principali Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni North Africa BV, Eni Muara Bakau BV, Eni Trading & Shipping SpA e Vår Energi AS) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria da EniProgetti SpA ed Eni Mozambique Engineering Ltd;
- l'acquisto di carburante per aviazione da Eni France Sàrl ed Eni Deutschland GmbH sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni del prodotto sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero a società controllate e collegate (tra le principali Ieoc Production BV, Eni Angola SpA, Eni México S. De R.L., Nigerian Agip Oil Co Ltd e Eni North Africa BV) fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da Trans Tunisian Pipeline Company SpA;
- l'acquisto di prodotti petrolchimici da Ecofuel SpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti;
- l'acquisizione di vapore ed energia elettrica e titoli ambientali da EniPower SpA e di energia elettrica da EniPower Mantova SpA e Società EniPower Ferrara Srl;
- l'acquisizione del servizio di cabotaggio (via mare) di prodotti da Eni Trading & Shipping SpA;

- l'acquisizione di servizi di ingegneria e di perforazione dal Gruppo Saipem;
- il riconoscimento a Eni Rewind SpA degli oneri ambientali sostenuti a fronte di garanzie rilasciate all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e Singea SpA;
- il contratto di tolling con le società EniPower SpA ed EniPower Mantova SpA che prevede la consegna in conto lavorazione del gas e la messa a disposizione dell'energia elettrica rilevati sulla base delle disposizioni dell'IFRS 16;
- gli anticipi a breve termine ricevuti da Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto.

Eni ha inoltre rapporti commerciali con società di scopo finalizzati alla prestazione di servizi al Gruppo Eni (tra le principali EniServizi SpA ed Eni Insurance Designated Activity Company). In particolare, i rapporti con EniServizi SpA che svolge servizi generali quali la gestione di immobili, la ristorazione, la guardiania, l'approvvigionamento dei beni non strategici e la gestione di magazzini. In considerazione dell'attività svolta e della natura della correlazione (società possedute interamente o pressoché interamente), i servizi forniti da queste società sono regolati sulla base di tariffe definite sulla base dei costi sostenuti – così come quelli che Eni fornisce alle proprie controllate in ambito informatico, amministrativo, finanziario, legale e di procurement – e della remunerazione del capitale investito.

Eni stipula con Eni Trading & Shipping SpA contratti derivati a copertura del rischio commodity.

I rapporti più significativi con le imprese controllate dallo Stato riguardano:

- la compravendita di energia elettrica, gas e titoli ambientali, la vendita di prodotti petroliferi e capacità di stoccaggio a GSE - Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al decreto legislativo n. 249/12;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici e la stipula di contratti derivati su commodity a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con il Gruppo Terna;
- l'acquisizione di servizi di trasporto, di stoccaggio e servizi di distribuzione dal Gruppo Snam nonché la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici.

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria con le imprese controllate, collegate e joint venture e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

ESERCIZIO 2020

		31.12.2020			2020		
Denominazione	(€ milioni)	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Derivati
Imprese controllate							
Banque Eni SA		128					
Eni Angola SpA		318				2	
Eni Finance International SA		6.915	909	25.659	38	153	(149)
Eni Finance USA Inc				3.044		1	
Eni gas e luce SpA		3	97			8	
Eni Global Energy Markets SpA (ex Eni Energy Activities Srl)			61				
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		50	44			1	
Eni New Energy SpA		75				1	
Eni Rewind SpA		3	1.670	11		9	
Eni Trade & Biofuels SpA			97	31		1	
Eni Trading & Shipping Inc			4	64			
Eni Trading & Shipping SpA		11	829	800		23	2
EniPower Mantova SpA			402		13		
EniPower SpA			1.442		34	1	
EniProgetti SpA		68	10			1	
LNG Shipping SpA			270		2	1	
Raffineria di Gela SpA		212	93		3	1	
Serfactoring SpA		151	1			1	
Versalis SpA		1.268	19	21		8	1
Altre(*)		64	215	26	2	18	5
		9.266	6.163	29.656	92	230	(141)
Imprese collegate e joint venture							
Gruppo Saipem			138		4		
Altre(*)		35	15		2	1	
		35	153		6	1	
Imprese controllate dallo Stato							
Altre imprese a controllo statale(*)			5				
			5				
		9.301	6.321	29.656	98	231	(141)

(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

ESERCIZIO 2019

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2019			2019		
		Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Derivati
Imprese controllate							
Banque Eni SA		93					1
Eni Angola SpA		180				1	
Eni Australia Limited		70	71				
Eni Finance International SA		6.303	720	26.738	32	157	8
Eni Finance USA Inc				3.287		1	
Eni gas e luce SpA		163	240			13	
Eni Hewett Limited				75			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		200	80			1	
Eni North Africa BV			55				
Eni Rewind SpA		2	1.816	39		8	
Eni Trading & Shipping Inc			20	76			
Eni Trading & Shipping SpA		280	1.193	791	1	32	(3)
EniPower Mantova SpA		4	417		14		
EniPower SpA			1.469		27	2	
EniProgetti SpA		90	17			1	
LNG Shipping SpA			296		3	1	
Raffineria di Gela SpA		296	115		4	2	
Serfactoring SpA		192	27			1	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA			84			1	1
Versalis SpA		917	3	21		5	
Altre(*)		110	194	45		18	2
		8.900	6.817	31.072	81	244	9
Imprese collegate e joint venture							
Altre(*)		49	12			1	
		49	12			1	
Imprese controllate dallo Stato							
Altre imprese a controllo statale(*)			8				
			8				
		8.949	6.837	31.072	81	245	9

(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

Eni provvede alla centralizzazione e copertura dei rischi di cambio e di tasso di interesse delle società del Gruppo attraverso la stipula di contratti derivati con le stesse e con le controparti terze.

I rapporti finanziari con le imprese del Gruppo sono regolati in forza di una convenzione in base alla quale Eni provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità del Gruppo. Le condizioni applicate fanno riferimen-

to ai tassi di mercato correnti al momento delle transazioni (tassi Euribor e cambi Banca Centrale Europea), con spread coerenti con i livelli di primarie controparti attribuibili alla società del Gruppo.

I rapporti finanziari comprendono le passività finanziarie per beni in leasing.

Per l'illustrazione delle principali garanzie con parti correlate si rinvia alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi.

INCIDENZA DELLE OPERAZIONI O POSIZIONI CON PARTI CORRELATE SULLA SITUAZIONE PATRIMONIALE, SUL RISULTATO ECONOMICO E SUI FLUSSI FINANZIARI

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci di stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

(€ milioni)	31.12.2020			31.12.2019		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Disponibilità liquide ed equivalenti	8.111	148	1,82	4.752	111	2,34
Altre attività finanziarie (correnti)	4.822	4.818	99,92	4.693	4.689	99,91
Crediti commerciali e altri crediti	3.756	2.260	60,17	4.981	2.982	59,87
Altre Attività (correnti)	1.322	963	72,84	1.532	994	64,88
Altre Attività finanziarie (non correnti)	4.355	4.335	99,54	4.169	4.149	99,52
Altre Attività (non correnti)	909	296	32,56	522	279	53,45
Passività finanziarie a breve termine	3.929	3.731	94,96	4.622	4.413	95,48
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	1.848	120	6,49	3.081	1	n.s.
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	423	208	49,17	337	161	47,77
Debiti commerciali e altri debiti	4.153	1.918	46,18	5.545	3.082	55,58
Altre passività (correnti)	2.615	1.550	59,27	3.065	1.453	47,41
Passività finanziarie a lungo termine	20.066	789	3,93	17.240	719	4,17
Passività per beni in leasing a lungo termine	2.157	1.473	68,29	2.320	1.544	66,55
Altre passività (non correnti)	839	309	36,83	748	152	20,32

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2020			2019		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	18.017	7.641	42,41	28.496	11.077	38,87
Altri ricavi e proventi	405	184	45,43	430	186	43,26
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	18.397	7.729	41,98	27.535	14.433	52,42
Altri proventi (oneri) operativi	(176)	(595)	n.s.	112	(1.478)	n.s.
Proventi finanziari	2.213	231	10,44	1.625	245	15,08
Oneri finanziari	2.749	98	3,56	2.016	81	4,02
Strumenti finanziari derivati	211	(141)	n.s.	(5)	9	n.s.

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella:

(€ milioni)	2020	2019
Ricavi e proventi	8.102	11.588
Costi e oneri	(8.691)	(16.176)
Variazione dei crediti commerciali, diversi ed altre attività	735	(47)
Variazione dei debiti commerciali, diversi ed altre passività	(929)	942
Interessi	152	157
Flusso di cassa netto da attività operativa	(631)	(3.536)
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(35)	(54)
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	19	2
Variazione crediti finanziari	(469)	(4.235)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(485)	(4.287)
Variazione debiti finanziari	(493)	386
Rimborsi di passività per leasing	(194)	(146)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(687)	240
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(1.803)	(7.583)

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2020			2019		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività operativa	8.426	(631)	n.s.	6.465	(3.536)	n.s.
Flusso di cassa da attività di investimento	(7.059)	(485)	n.s.	(6.885)	(4.287)	n.s.
Flusso di cassa da attività di finanziamento	1.994	(687)	n.s.	(4.482)	240	n.s.

35 EROGAZIONI PUBBLICHE - INFORMATIVA EX ART. 1, COMMI 125-129, LEGGE N. 124/2017

Ai sensi dell'art. 1, comma 125-bis, della Legge n. 124/2017 e successive modificazioni, di seguito sono indicate le informazioni in merito alle erogazioni ricevute da parte di entità ed enti pubblici italiani, ad esclusione delle società in controllo pubblico quotate e loro partecipate; inoltre ai sensi dell'art. 1, comma 126, della medesima legge, applicabile a Eni SpA in quanto società controllata di diritto o di fatto, direttamente o indirettamente, dallo Stato, sono indicate anche le erogazioni concesse a imprese, persone ed enti pubblici e privati italiani ed esteri.

In particolare, non sono oggetto di presentazione: (i) le forme di incentivo/sovvenzione ricevute in applicazione di un regime generale di aiuto a tutti gli aventi diritto; (ii) i corrispettivi afferenti a prestazioni di opera/servizi, incluse le sponsorizzazioni, nonché i vantaggi economici aventi natura retributiva o risarcitoria; (iii) i rimborsi e le indennità corrisposti a soggetti impegnati in tirocini formativi e di orienta-

mento; (iv) i contributi ricevuti per la formazione continua da parte di fondi interprofessionali costituiti nella forma giuridica di associazione; (v) i contributi associativi per l'adesione ad associazioni di categoria e territoriali, nonché a favore di fondazioni, o altre organizzazioni equivalenti, funzionali alle attività connesse con il business aziendale; (vi) i costi sostenuti a fronte di social project connessi con le attività di investimento operate.

Le erogazioni sono individuate secondo il criterio di cassa¹⁰.

L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo pari o superiore a €10 mila effettuate da un medesimo soggetto erogante nel corso del 2020, anche tramite una pluralità di atti.

Ai sensi delle disposizioni dell'art. 1, comma 125-quinquies della Legge n. 124/2017, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'articolo 52 della legge 24 dicembre 2012, n. 234.

(10) Nel caso di vantaggi economici di natura non monetaria, il criterio per cassa va inteso in senso sostanzialistico, facendo riferimento all'esercizio in cui il beneficio è stato fruito.

Di seguito sono indicate le erogazioni concesse relative essenzialmente a fondazioni, associazioni e altri enti per finalità reputazionali, di liberalità e di sostegno ad iniziative benefiche e di solidarietà:

EROGAZIONI CONCESSE

Soggetto beneficiario	Importo del vantaggio economico corrisposto (€)
Fondazione Policlinico Agostino Gemelli IRCCS	7.500.000
Fondazione Eni Enrico Mattei	4.956.727
Fondazione Teatro alla Scala	3.094.416
Eni Foundation	1.343.000
ASL Taranto	1.084.286
ASL Brindisi	1.023.763
AOR S. Carlo Potenza	899.067
Dipartimento della Protezione Civile	662.500
Fondazione Giorgio Cini	500.000
Policlinico San Donato ^(*)	442.935
ASP Siracusa	279.185
WEF - World Economic Forum	278.707
AUSL Ravenna	194.974
World Food Programme	183.883
AOU Ospedali Riuniti Ancona	162.697
Torino World Affairs Institute (T.wai)	150.000
IRCCS Ospedale Sacro Cuore Don Calabria di Negrar (Verona)	132.500
ASST Bergamo	117.110
ASP Ragusa	113.293
ASP Caltanissetta	109.578
Council on Foreign Relations	101.509
Atlantic Council of the United States, Inc	93.375
World Business Council for Sustainable Development	75.811
Casa di cura Villa Erbosa-Bologna ^(*)	71.200
Associazione Pionieri e Veterani Eni	63.500
EITI - Extractive Industries Transparency Initiative	55.445
Bruegel	50.000
FONDAZIONE COTEC - Fondazione per l'innovazione	50.000
Parrocchia di S. Barbara a San Donato Milanese	40.000
Comunità Frontiera Onlus	40.000
Istituti Ospedalieri Bergamaschi - Policlinico San Pietro ^(*)	38.470
Istituti Ospedalieri Bergamaschi - Policlinico San Marco ^(*)	37.500
Istituti Ospedalieri Bresciani - Istituto Clinico San Rocco ^(*)	35.600
Aspen Institute Italia	35.000
E4IMPACT Foundation	35.000
Italiadecide	35.000
ASP Messina	34.155
Center For Strategic & International Studies	32.406
Fondazione Italia Cina	30.002
ASL Latina	26.300
AOU Sassari	25.970
CENSIS - Fondazione Centro Studi Investimenti Sociali	25.000
Istituto Clinico Beato Matteo ^(*)	24.000
Institute for Human Rights and Business (IHRB)	22.353
Associazione CIVITA	22.000
Associazione Italiana Sclerosi Laterale Amiotrofica (AISLA ONLUS)	22.000
Council of the Americas	21.862
Associazione Amici della Luiss	20.000
Centro Studi Americani	20.000
Human Foundation	20.000
Global Reporting Initiative	20.000
Associazione CILLA Liguria	20.000
ASST Mantova Ospedale Carlo Poma	12.985
AULSS 3 Venezia Mestre	12.985

(*) Il totale delle erogazioni concesse al Gruppo San Donato (GSD) è pari a €661.805. Tale valore include anche le erogazioni singolarmente inferiori alla soglia di €10.000.

36 EVENTI ED OPERAZIONI SIGNIFICATIVE NON RICORRENTI

Non si rilevano oneri e proventi non ricorrenti per l'anno 2020.

37 POSIZIONI O TRANSAZIONI DERIVANTI DA OPERAZIONI ATIPICHE E/O INUSUALI

Non si rilevano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

38 FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

In data 5 febbraio 2021 è stato stipulato da EniServizi per conto di Eni SpA un addendum al contratto di locazione, sottoscritto con il gestore del fondo immobiliare, del nuovo complesso in corso di costruzione in San Donato Milanese prevedendo, fra l'altro, la posticipazione della data di con-

segna dell'immobile al 31 dicembre 2021; sono in corso da parte del gestore del fondo immobiliare negoziazioni con il proprio appaltatore per il completamento delle opere e la risoluzione delle riserve connesse con l'esecuzione del contratto di appalto.

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti

Signori Azionisti,

Il Consiglio di Amministrazione Vi propone di:

- approvare il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2020 di Eni SpA che chiude con l'utile di 1.606.976.739,49 euro;
- attribuire l'utile dell'esercizio di 1.606.976.739,49 euro, che residua in 1.178.270.781,37 euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2020 di 0,12 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 15 settembre 2020, come segue:
- agli Azionisti a titolo di dividendo l'importo di 0,24 euro per ciascuna delle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, e a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2020 di 0,12 euro per azione. Il dividendo relativo all'esercizio 2020 si determina pertanto tra acconto e saldo in 0,36 euro per azione; il pagamento del saldo dividendo 2020 di 0,24 euro sarà effettuato il 26 maggio 2021, con data di stacco il 24 maggio 2021 e "record date" il 25 maggio 2021;
- l'utile dell'esercizio residuo è attribuito alla riserva disponibile.

18 marzo 2021

per il Consiglio di Amministrazione

La Presidente

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti ai sensi dell'Art. 153 D.Lgs. 58/1998 e dell'Art. 2429 C.C.

Signori Azionisti,

la presente Relazione è stata redatta dal Collegio Sindacale composto da Rosalba Casiraghi, Presidente, Enrico Maria Bignami, Giovanna Ceribelli, Roberto Maglio – subentrato al Sindaco dimissionario Mario Notari – e Marco Seracini, Sindaci effettivi, nominati dall'Assemblea degli Azionisti con delibera del 14 maggio 2020 per il triennio 2020-2021-2022.

Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020, il Collegio ha svolto le attività di vigilanza previste dalla legge, tenendo conto dei Principi contenuti nelle Norme di comportamento del Collegio Sindacale raccomandate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili, delle disposizioni Consob in materia di controlli societari e delle indicazioni contenute nel Codice di Autodisciplina; come deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Eni in data 23 dicembre 2020, Eni applica, a partire da gennaio 2021, il nuovo Codice di Corporate Governance, approvato dal Comitato per la Corporate Governance nel gennaio 2020 in sostituzione del Codice di Autodisciplina di luglio 2018. Il Collegio ha altresì svolto le attività richieste dal Sarbanes Oxley Act, normativa che si applica ad Eni SpA quale Società emittente quotata alla Borsa di New York (NYSE), in quanto, così come deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 22 marzo 2005, al Collegio stesso competono anche i compiti attribuiti dalla normativa statunitense all'Audit Committee. Inoltre, avendo Eni adottato il modello di governance tradizionale, il Collegio Sindacale si identifica con il "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile" cui competono ulteriori specifiche funzioni di controllo e monitoraggio in tema di informativa finanziaria e revisione legale previste dall'art. 19 del D.Lgs. 27 gennaio 2010 n. 39, così come modificato dal D.Lgs. 17 luglio 2016, n. 135.

Con la presente Relazione, anche in osservanza delle indicazioni fornite dalla Consob, con comunicazione DEM/1025564 del 6 aprile 2001, successivamente modificata ed integrata, il Collegio Sindacale dà conto delle attività svolte nel corso dell'esercizio, distintamente per ciascun oggetto di vigilanza previsto dalle normative che regolano l'attività del Collegio.

Attività di vigilanza sull'osservanza delle norme di legge, regolamentari e statutarie

Nel corso dell'esercizio 2020, il Collegio si è complessivamente riunito 24 volte, delle quali 14 successivamente all'Assemblea che ne ha rinnovato la composizione, sempre con la partecipazione di tutti i suoi componenti, con la sola eccezione dell'assenza giustificata di due Sindaci, rispettivamente ad una e a due riunioni. Il Collegio ha assistito nella sua interezza a tutte le riunioni del Consiglio di Amministrazione, con la sola eccezione dell'assenza giustificata di due Sindaci ad una riunione consultiva ciascuno. Nel 2020 il Sindaco Marco Seracini ha effettuato

n° 4 attività individuali di controllo, di cui ha successivamente riferito al Collegio, nell'ambito dell'esame dei report trimestrali predisposti dall'Internal Audit ai sensi della normativa interna che disciplina il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni inviate o trasmesse a Eni, anche in forma confidenziale o anonima, di cui alla successiva sezione "Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile". I Sindaci Giovanna Ceribelli e Roberto Maglio hanno inoltre avviato a dicembre 2020 un'attività di istruttoria individuale sul processo di approvvigionamento e sul modello di compliance alla normativa anti-corruzione al fine di riferirne al Collegio Sindacale.

Inoltre, il Collegio Sindacale nel corso dell'esercizio 2020: i) ha partecipato nella sua interezza, o per il tramite del Presidente o di suoi delegati, a tutte le riunioni del Comitato Controllo e Rischi, a tutte le riunioni degli altri Comitati del Consiglio di Amministrazione, con la sola eccezione di una riunione del Comitato Sostenibilità e Scenari a cui non ha partecipato alcun Sindaco in quanto concomitante con una riunione del Collegio, ed ha altresì incontrato periodicamente l'Organismo di Vigilanza di cui è membro interno la Presidente del Collegio Sindacale; ii) ha partecipato alle specifiche iniziative di induction e formazione svolte per il Collegio Sindacale, per il Consiglio di Amministrazione e per gli altri Comitati endoconsiliari.

In tale ambito il Collegio:

- ha vigilato sulla osservanza della legge e dello statuto;
- ha vigilato, ai sensi dell'art. 149, comma 1, lettera c-bis del D.Lgs. 58/98, sulle modalità di concreta attuazione del Codice di Autodisciplina delle società quotate del luglio 2018 cui Eni ha aderito con delibera del Consiglio di Amministrazione del 14 febbraio 2019. Come predetto il Consiglio di Amministrazione, con delibera del 23 dicembre 2020, ha aderito al nuovo Codice di Corporate Governance in vigore da gennaio 2021. Il Collegio ha altresì verificato la corretta applicazione dei criteri e delle procedure adottati dal Consiglio per valutare l'indipendenza dei Consiglieri nonché il rispetto dei criteri di indipendenza da parte dei singoli membri del Collegio;
- ha espresso ai sensi dell'art. 2389, c. 3, C.C. parere favorevole relativamente ai compensi degli amministratori rivestiti di particolari cariche;
- ha espresso parere favorevole alle seguenti delibere assunte dal Consiglio di Amministrazione:
 - a. ai sensi dell'art. 24 dello Statuto Sociale e dell'art. 154-bis, comma 1, del D.Lgs. 58/98 sulla proposta formulata dall'Amministratore Delegato, d'intesa con la Presidente del Consiglio di Amministrazione, previa valutazione del Comitato per le Nomine, alla nomina del Responsabile Amministrazione e Bilancio di Eni SpA quale Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari;

b. ai sensi del Modello Organizzativo 231 di Eni, sulla proposta formulata dall'Amministratore Delegato d'intesa con la Presidente del Consiglio di Amministrazione, previa valutazione del Comitato per le Nomine, alla nomina dei componenti esterni dell'Organismo di Vigilanza. Rispetto alla precedente composizione il numero dei membri dell'Organismo di Vigilanza è stato portato da sette a cinque e, in particolare: i) tre esterni, tra cui il Presidente; ii) come predetto, la Presidente del Collegio Sindacale e iii) il Responsabile Internal Audit, quale unico componente interno.

Inoltre ha esaminato la proposta di nomina del Responsabile della funzione Internal Audit, in sostituzione del precedente titolare dell'incarico, con decorrenza 1° aprile 2021, formulata, ai sensi della delibera Poteri del Consiglio di Amministrazione di Eni, dalla Presidente del Consiglio di Amministrazione, d'intesa con l'Amministratore Delegato, previa valutazione del Comitato per le Nomine e con il parere favorevole del Comitato Controllo e Rischi.

Autovalutazione del Collegio Sindacale

Come già avvenuto per gli esercizi precedenti, e secondo quanto previsto dalle Norme di Comportamento del Collegio Sindacale emanate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili, il Collegio Sindacale ha condotto un processo di autovalutazione della propria composizione e del proprio operato.

Tale processo, realizzato con il supporto di un consulente esterno (Crisci & Partners) per rafforzarne l'obiettività, si caratterizza per essere la prima autovalutazione del nuovo mandato ed ha evidenziato, nel complesso, l'efficacia e l'efficienza dell'azione del Collegio pur in una situazione contingente determinata dalla emergenza sanitaria relativa alla pandemia COVID-19. Il processo ha confermato, inoltre, l'impegno del Collegio Sindacale nella costante interazione con il Consiglio e i Comitati endoconsiliari oltre che con i Collegi Sindacali delle società controllate. Hanno inoltre contribuito all'efficacia dell'azione del Collegio gli specifici programmi di induction e le iniziative di conoscenza dei singoli business avviate dalla Società dopo la nomina degli organi sociali. Al riguardo il Collegio Sindacale ha evidenziato la necessità di proseguire e potenziare i programmi di approfondimenti tematici nei settori specifici in cui opera Eni. Il Collegio Sindacale ha valutato positivamente il mix di competenze, conoscenze ed esperienze del Collegio nel suo complesso. Nell'ambito del processo di autovalutazione sono state altresì ripercorse e valutate positivamente le attività svolte dal Collegio quale Comitato per il controllo interno e la revisione contabile.

Attività di vigilanza sul rispetto dei principi di corretta amministrazione e sui rapporti con società controllate o altre parti correlate

Al fine di vigilare sul rispetto dei principi di corretta amministrazione, oltre ad aver partecipato, come sopra esposto, alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati del Consiglio, il Collegio Sindacale:

→ ha ottenuto dagli Amministratori, con la periodicità prevista dall'articolo 23, comma 3, dello Statuto, le dovute informazioni sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale deliberate e poste in essere

nell'esercizio da Eni SpA e dalle società controllate; tali informazioni sono esaurientemente rappresentate nella Relazione sulla gestione, cui si rinvia. Sulla base delle informazioni rese disponibili al Collegio, lo stesso può ragionevolmente ritenere che le suddette operazioni siano conformi alla legge e allo statuto sociale e non siano manifestamente imprudenti, azzardate, o in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;

→ non ha rilevato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali con società del Gruppo, con terzi o con altre parti correlate. Nel corso dell'esercizio la Società anche alla luce degli sviluppi di mercato intervenuti a seguito della diffusione della pandemia COVID-19 non ha acquistato azioni proprie; in linea con gli obiettivi del Piano strategico 2021-2024 presentato al mercato il 19 febbraio 2021, in materia di politica di remunerazione il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di sottoporre all'Assemblea la richiesta di autorizzazione al riavvio del piano di *buy-back* subordinatamente al verificarsi delle condizioni previste dal Piano Strategico;

→ ha valutato positivamente la conformità della Management System Guideline (MSG) *"Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate"*, emessa il 18 novembre 2010 e da ultimo aggiornata il 4 aprile 2017, ai principi indicati nel Regolamento Consob adottato con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010 e successive modifiche, nonché l'effettiva applicazione di tale procedura sulla base dell'informativa periodica dalla stessa prevista. Inoltre nella riunione del 21 gennaio 2021, il Consiglio di Amministrazione ha svolto la verifica annuale della predetta MSG confermandone l'adeguatezza rispetto alla normativa di riferimento. Con la Delibera n. 21624 del 10 dicembre 2020 Consob ha adottato le modifiche al predetto Regolamento recante disposizioni in materia di Operazioni con Parti Correlate prevedendo che le società adeguino le proprie procedure entro il 30 giugno 2021 e applichino le stesse dal 1° luglio 2021. La competente funzione Affari Societari e Governance di Eni provvederà, pertanto, ad aggiornare la MSG di riferimento nel rispetto delle predette tempistiche. Il Consiglio di Amministrazione, nella Relazione Finanziaria Annuale, ha fornito esaustiva illustrazione delle operazioni poste in essere con parti correlate esplicitandone gli effetti economici, patrimoniali e finanziari, nonché delle modalità di determinazione dell'ammontare dei corrispettivi ad esse afferenti, rappresentando che le stesse sono state compiute nell'interesse della Società e che, fatta eccezione per le operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, esse sono state condotte secondo criteri ordinari di gestione.

Attività di vigilanza sul processo di revisione legale dei conti e sull'indipendenza della società di revisione

La Società di revisione legale ha rilasciato in data odierna le relazioni ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 39/2010 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014 per il bilancio di esercizio e per il bilancio consolidato al 31 dicembre 2020 redatti in conformità agli International Financial Reporting Standards – IFRS – adottati dall'Unione Europea. Da tali relazioni risulta che il bilancio separato e il bilancio consolidato forniscono una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria di

Eni SpA e del gruppo al 31 dicembre 2020, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data. Con riferimento al bilancio di esercizio e al bilancio consolidato, la Società di revisione legale ha dichiarato che la Relazione sulla gestione e la Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, limitatamente alle informazioni indicate nell'art. 123-bis, comma 4, del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, sono coerenti con il bilancio e sono redatte in conformità alle norme di legge. Inoltre, la Società di revisione con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, c. 2, lettera e), del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, circa l'eventuale identificazione di errori significativi nella Relazione sulla gestione, sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto, acquisite nel corso della propria attività, ha dichiarato di non avere nulla da riportare. La Società di revisione legale ha rilasciato, infine, la Relazione Aggiuntiva che il Collegio ha acquisito nella sua qualità di Comitato per il controllo interno e la revisione contabile ai sensi dell'art. 11, del Regolamento (UE) n. 537/2014. In data odierna il Collegio ha trasmesso tali relazioni al Consiglio di Amministrazione. Sempre in data odierna la Società di revisione ha rilasciato analogo parere positivo sui conti annuali consolidati e sulle relative disclosure contenuti nel Form 20-F che Eni deve depositare presso la SEC quale foreign issuer quotato al NYSE. Sempre nel Form 20-F è contenuta l'attestazione rilasciata dal revisore ai sensi del Sarbanes Oxley Act dell'adeguatezza del sistema di controllo Eni sull'informativa finanziaria.

In data 15 settembre 2020 la Società di revisione legale ha rilasciato il parere di cui all'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile relativamente all'acconto sui dividendi deliberato dal Consiglio di Amministrazione in pari data.

Il Collegio Sindacale ha vigilato sull'osservanza delle disposizioni stabilite dal D.Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254 in materia di comunicazione di informazioni di carattere non finanziario e di informazioni sulla diversità e il revisore ha verificato l'avvenuta predisposizione della dichiarazione di carattere non finanziario rilasciando una *limited assurance* circa la sua conformità a quanto richiesto dal decreto ed agli standard/linee guida di rendicontazione utilizzati per la predisposizione dell'informativa medesima.

In allegato alle Note al bilancio di esercizio è riportato il prospetto dei corrispettivi di competenza riconosciuti alla Società di revisione legale e alle entità appartenenti alla sua rete, ai sensi dell'art. 149-duodecies del Regolamento Emittenti Consob, inclusi gli "altri servizi" forniti ad Eni SpA ed alle società controllate dalla Società di revisione legale PwC e dai soggetti appartenenti alla sua rete. A PwC non sono stati attribuiti incarichi non consentiti dalle normative applicabili ad Eni. I servizi consentiti diversi dalla revisione sono stati preventivamente approvati dal Collegio Sindacale, che ne ha valutato l'adeguatezza alla luce dei criteri previsti dal Regolamento UE 537/2014. Tenuto conto delle dichiarazioni di indipendenza rilasciate da PwC e della relazione di trasparenza prodotta dalla stessa ai sensi dell'art. 18 del D.Lgs. 39/2010, pubblicata sul proprio sito internet, nonché della natura e del valore degli incarichi conferiti alla stessa e alle società appartenenti alla sua rete da Eni SpA e dalle società del gruppo, il Collegio non ritiene che esistano aspetti critici in materia di indipendenza di PwC.

Il Collegio Sindacale ha esaminato alcune tematiche contrattuali poste dal revisore con riferimento alla progressiva implementazione da parte della Società della piattaforma tecnologica a supporto dei sistemi amministrativi.

Nell'esaminare l'avanzamento del suddetto programma, il revisore ha rappresentato come rispetto alle iniziali aspettative di parallelo aggiornamento degli standard di revisione e dei necessari riferimenti tecnico-operativi relativi all'utilizzo della tecnologia, vi siano stati ritardi e conseguentemente non si siano sviluppate prassi consolidate riguardanti un utilizzo sufficientemente esteso a tutte le fasi del processo di revisione.

Il revisore ha pertanto fatto presente come, secondo le previsioni contrattuali, si renda necessaria una rimodulazione prospettica degli effort di revisione e il parziale differimento delle previste riduzioni di corrispettivo.

Il Collegio Sindacale, con il supporto delle strutture Eni e di consulenti esterni, e sulla base delle procedure interne che regolano il rapporto con la Società di revisione, dopo attenta valutazione e approfondita istruttoria delle istanze sollevate da PwC per l'esercizio 2021 e dei relativi impatti in termini di rimodulazione dell'effort di revisione, ha approvato – anche secondo quanto stabilito nell'accordo contrattuale sottoscritto per l'incarico di revisione del novennio 2019-2027 – le variazioni ai corrispettivi avuto altresì riguardo all'interesse di Eni di garantire il pieno rispetto degli standard di qualità che devono caratterizzare le procedure di revisione. Le predette circostanze saranno oggetto di riesame nel prosieguo dell'incarico conferito al fine di valutare gli effetti derivanti sia dai progressi nella implementazione della Piattaforma tecnologica di Eni sia dalle evoluzioni del contesto di riferimento che consentano un utilizzo più pervasivo della tecnologia emergente esteso a tutte le fasi del processo di revisione.

Il Collegio Sindacale ha periodicamente incontrato i responsabili della Società di revisione, anche ai sensi dell'art. 150, comma 3, del D.Lgs. 58/98, dell'art. 19, comma 1, del D.Lgs. 39/2010 e della disciplina prevista dal Sarbanes Oxley Act, ricevendo aggiornamenti sull'attività di revisione e sugli esiti delle verifiche effettuate. Nel corso delle riunioni e dallo scambio informativo avuti con il revisore legale non sono emersi fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente Relazione.

Il Collegio Sindacale ha vigilato, anche attraverso scambi informativi con la Società di revisione, sugli impatti collegati alle modalità di lavoro "a distanza" attuate dal Revisore, con il supporto delle strutture aziendali, in conseguenza dell'emergenza sanitaria COVID-19. Nelle sezioni "*Fattori di rischio ed incertezza*" e "*Commento ai risultati economico-finanziari*" della Relazione Finanziaria Annuale sono descritte le implicazioni della crisi determinata dalla diffusione pandemica del virus COVID-19 e dell'evoluzione dello scenario macroeconomico.

Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile

Il Collegio Sindacale ha vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'idoneità di quest'ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, in particolare mediante:

- i) la partecipazione alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati endoconsiliari;

- ii) l'esame della valutazione positiva espressa dal Consiglio di Amministrazione sull'adeguatezza ed effettivo funzionamento del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi;
- iii) l'esame delle Relazioni semestrale ed annuale del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sull'Assetto Amministrativo e Contabile nelle quali, in particolare, è stata rappresentata la ridefinizione della "segment information" ai fini della reportistica finanziaria a seguito della costituzione, a partire dal 1° luglio 2020, della nuova struttura organizzativa di Eni basata sulle due Direzioni Generali, Natural Resources ed Energy Evolution in coerenza con il cambiamento strategico in atto;
- iv) l'esame delle Relazioni semestrale ed annuale del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sul sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria dalle quali non emergono carenze significative e, per quelle non significative rilevate, sono definite le relative azioni correttive;
- v) esame della Relazione annuale del Chief Financial Officer sulla valutazione del Tax Control Framework (TCF) di Eni relativo all'esercizio 2019 – istituito secondo le Linee Guida Fiscali approvate dal Consiglio di Amministrazione che definiscono gli standard di comportamento e controllo volontariamente adottati in materia fiscale – dalla quale emerge che il TCF è efficace e non presenta carenze significative;
- vi) l'esame delle Relazioni predisposte nell'ambito delle attività di Risk Management Integrato, volte a rappresentare i principali rischi del Gruppo e le relative azioni di mitigazione focalizzate sulle seguenti tematiche:
 - monitoraggio dei principali rischi aziendali ("Top Risk") ed esiti delle attività di Risk Assessment del portafoglio complessivo dei rischi Eni per l'anno 2020, sulla base di un processo che ha coinvolto 121 società controllate in 43 Paesi. In particolare è stato fornito un quadro delle principali azioni di mitigazione attuate e del trend dei Top Risk, tra cui il rischio biologico COVID-19, analizzato anche sulla base di una vista dinamica del portafoglio rischi Eni per evidenziarne gli impatti sistemici, quelli legati a tematiche Paese (instabilità politica e sociale, rischio geopolitico, credit&financing risk e global security risk), al rischio di mercato (relativo in particolare allo scenario dei prezzi del Brent e delle altre commodity, nonché alla contrazione della domanda/contesto competitivo) e ai rischi legati al *climate change* e al processo di transizione energetica, sia in un'ottica operativa di breve termine, sia in una vista strategica di medio/lungo termine. È stato inoltre effettuato un focus sulle azioni previste nel Piano Strategico 2021-2024, con effetto di mitigazione dei principali rischi aziendali sia di Eni sia delle diverse linee di business;
 - esiti dello *stress test* sul rischio biologico legato alla diffusione della pandemia COVID-19 volto a verificare la resilienza economico-finanziaria del budget 2021 in uno scenario pandemico particolarmente avverso, attraverso l'analisi degli effetti sui rischi maggiormente influenzati dalla pandemia tra cui il rischio di mercato, i rischi Paese e operativi e il rischio di perdita della produzione upstream;
 - risultanze del modello di "Integrated Country Risk" sviluppato con l'obiettivo di valutare il rischio complessivo dei Paesi in cui opera Eni, attraverso valutazioni e informazioni sia interne all'azienda sia esterne sui seguenti ambiti: politico, legale e regolatorio, economico e fiscale, operational, security e salute, ambiente e sostenibilità;
- vii) l'esame della Relazione annuale sulla Compliance Integrata dalla quale non sono emersi, alla data della presente Relazione, situazioni o criticità rilevanti tali da far ritenere non adeguato il disegno delle Management System Guideline relative agli ambiti di Compliance presidiati;
- viii) l'esame dei rapporti dell'Internal Audit e della Relazione annuale sulle attività svolte dall'Internal Audit: la relazione contiene una rappresentazione del Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi (SCIGR) di Eni, nel periodo di riferimento, formulata sulla base di quanto emerso dalle attività svolte dalla funzione Internal Audit e delle principali evoluzioni intervenute nello stesso e fornisce, tra l'altro, anche un'informativa sugli esiti dell'attività di monitoraggio sull'attuazione delle azioni correttive individuate a seguito dell'attività di audit. Nell'ambito della Relazione è stata espressa la valutazione sull'idoneità del SCIGR Eni concludendo che, sulla base di quanto rilevato, "non sono emerse situazioni o criticità rilevanti tali da far ritenere non adeguato il Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi di Eni nel suo complesso";
- ix) le informative previste dalle procedure interne in merito alle notizie/notifiche di indagini avviate da parte di organi/autorità dello Stato Italiano o di altri Stati con particolare riguardo a quelle idonee a determinare, se fondate, una responsabilità amministrativa di Eni o sue controllate ex Legge n. 231/2001 (o equivalenti in altri Stati); in merito si segnala che gli eventi di maggior rilievo sono stati oggetto di specifica informativa resa al Collegio dalla funzione Affari Legali secondo la sistematicità, che il Collegio ritiene tempestiva, prevista dalla normativa aziendale;
- x) l'esame dei documenti aziendali e dei risultati del lavoro svolto dalla Società di revisione, anche in relazione all'attività da questa svolta ai fini della normativa statunitense – Sarbanes Oxley Act – come indicato nella precedente sezione "Attività di vigilanza sul processo di revisione legale dei conti e sull'indipendenza della Società di revisione" della presente Relazione;
- xi) gli scambi informativi, sia documentali che mediante incontri, con i Collegi Sindacali delle principali società controllate ai sensi dell'art. 151, c. 1 e 2, del D.Lgs. 58/98. In tale ambito sono state oggetto di valutazione le analisi effettuate dal management sul funzionamento del sistema di controllo interno e gestione dei rischi anche con riferimento all'individuazione dei principali rischi strategici, operativi e di compliance cui è esposta la società controllata, e delle relative azioni di mitigazione in essere e programmate;
- xii) la partecipazione ai lavori del Comitato Controllo e Rischi e, nell'occasione in cui gli argomenti trattati lo hanno reso opportuno, la trattazione congiunta degli stessi con il Comitato;
- xiii) il monitoraggio, anche ai fini dei conseguenti adempimenti richiesti dall'art. 149, comma 3, del TUF, dei principali procedimenti, rilevanti anche ai fini del D.Lgs. 231/01, avviati da autorità italiane e straniere (più dettagliatamente descritti nella sezione "Contenziosi" della Relazione Finanziaria Annuale, cui si rinvia) e degli esiti delle relative verifiche interne condotte dalla Società tra cui:

- quello relativo ad un'ipotesi di corruzione internazionale per l'acquisizione della concessione mineraria OPL 245 in Nigeria, oggetto di indagine da parte della Procura della Repubblica di Milano e delle Autorità nigeriane. In relazione a questa vicenda il Collegio Sindacale, insieme all'Organismo di Vigilanza, aveva conferito ad un primario studio internazionale, indipendente da Eni ed esperto di anticorruzione, l'incarico di verificare, sulla base delle informazioni disponibili, eventuali evidenze di comportamenti corruttivi riconducibili ad Eni. Al termine dell'incarico, affidato nel 2014 e rinnovato nel 2017 in occasione delle ulteriori informazioni rese disponibili con la chiusura delle indagini, come già evidenziato nelle Relazioni del Collegio Sindacale all'Assemblea degli anni precedenti, il consulente ha confermato che dalle analisi svolte non sono emerse evidenze di condotte illecite da parte della Società o ad essa riconducibili. In data 17 marzo 2021 il Tribunale di Milano ha pronunciato la sentenza di assoluzione con formula piena, perché il fatto non sussiste, nei confronti della persona giuridica di Eni SpA, dell'attuale e del precedente Amministratore Delegato e di funzionari ed ex funzionari di Eni coinvolti nel procedimento;
- il procedimento avviato dalla Procura della Repubblica di Milano nel 2017 nei confronti, oltreché della persona giuridica di Eni SpA, di altri dipendenti ed ex dipendenti Eni per presunti comportamenti corruttivi posti in essere in Congo nell'individuazione di partner locali in relazione al rinnovo di alcuni titoli minerari negli anni 2013, 2014 e 2015. Successivamente, da atti notificati dalla Procura di Milano nel settembre 2019, è emerso che l'Amministratore Delegato, insieme al coniuge, è oggetto di indagine per "omessa comunicazione di conflitto di interessi" ex art. 2629 bis del Codice Civile, in relazione alla fornitura di servizi logistici e di trasporto ad alcune controllate Eni operanti in Africa, in particolare Eni Congo, da parte di alcune società facenti capo alla Petroserve Holding BV nel periodo 2007-2018. La contestazione del reato si fonda sull'asserita riconducibilità al coniuge della proprietà di una quota della Petroserve Holding BV durante il periodo predetto. Con riferimento a tale procedimento, ancora nella fase di indagini preliminari, nel 2018 il Collegio Sindacale aveva affidato, congiuntamente con il Comitato Controllo e Rischi e con l'Organismo di Vigilanza, un primo incarico *forensic* per la verifica dei fatti oggetto di indagine. Tale verifica si è conclusa nell'aprile 2019 con l'emissione di una prima Relazione. Nel novembre 2019 l'incarico è stato rinnovato per l'estensione delle verifiche in seguito alla notifica dei successivi atti di indagine. Con riferimento a tale secondo incarico i consulenti hanno emesso una Relazione finale nel mese di luglio 2020. Tale rapporto, così come il precedente del 2019, è stato inviato alla Consob. In sintesi, con riferimento alle diverse ipotesi di incolpazione prospettate dalla Procura, la seconda Relazione conferma, relativamente all'ipotesi di corruzione internazionale, le conclusioni rese dai consulenti nella prima Relazione ossia che non sono state rilevate evidenze di condotte illecite commesse da manager/dipendenti di Eni a favore (o a danno) della Società.

Per quanto attiene all'ipotesi dell'omessa comunicazione del conflitto di interessi con riferimento alla presenza del coniuge dell'Amministratore Delegato di Eni nell'assetto proprietario del Gruppo Petroserve, dalle verifiche dei consulenti non sono emerse evidenze idonee a smentire le dichiarazioni rese dall'Amministratore Delegato circa la sua non conoscenza di eventuali interessi del coniuge nel predetto Gruppo Petroserve. Per quanto riguarda i rapporti con le società del Gruppo Petroserve che hanno agito quali fornitori con il gruppo Eni, anche il secondo rapporto, confermando le conclusioni precedentemente raggiunte, non ha riscontrato condotte volte a favorire il gruppo Petroserve e/o a danno di Eni.

Con riferimento agli sviluppi processuali nel mese di settembre 2020 è stato notificato ad Eni un decreto di fissazione di udienza in camera di consiglio, a seguito di presentazione da parte della Procura della Repubblica di Milano di richiesta di applicazione di misura interdittiva ai sensi degli artt. 45 e ss. del D.Lgs. 231/2001. Successivamente, nel marzo 2021 la Società – a seguito della derubricazione da parte del Pubblico Ministero del reato contestato di corruzione internazionale in induzione indebita – ha aderito all'ipotesi di sanzione concordata avanzata dalla Procura e ne ha presentato richiesta mettendo a disposizione un corrispettivo pari a 11,8 milioni di euro. Nell'udienza del 25 marzo 2021 il Giudice per le indagini preliminari ha accolto l'ipotesi di sanzione concordata proposta dal Pubblico Ministero che ha riqualificato il reato da corruzione internazionale in induzione indebita internazionale e ha revocato la richiesta di misura interdittiva per Eni SpA. Il Collegio Sindacale continuerà a monitorare gli sviluppi del procedimento tramite gli aggiornamenti forniti dalle funzioni aziendali competenti e mediante l'interlocuzione con gli organi societari;

- le indagini in corso da parte della Procura della Repubblica di Milano che in un primo tempo hanno coinvolto, fra gli altri, ex consulenti legali esterni, l'ex Chief Legal and Regulatory Officer e l'ex Chief Upstream Officer per diverse ipotesi di reato, finalizzate ad intralciare l'attività giudiziaria relativamente al procedimento circa asseriti comportamenti corruttivi nell'acquisizione del titolo minerario OPL 245 in Nigeria. Eni, indagata ai sensi dell'art. 25 decies del D.Lgs. 231/2001, si è costituita persona offesa nell'ambito del procedimento. A questo proposito nel 2018 il Collegio Sindacale aveva avviato specifiche attività di vigilanza, anche con il supporto di soggetti indipendenti esterni esperti di Corporate Investigations, vigilando in particolare sulle iniziative di rafforzamento adottate dalla Società con riferimento al processo di *legal procurement* e al processo di *trading* nell'ambito del quale sono avvenute operazioni con una controparte asseritamente ricondotta ad un ex legale esterno oggetto del procedimento. A seguito di successivi atti notificati nel gennaio 2020, è emerso il coinvolgimento nelle indagini di altri soggetti tra cui funzionari Eni – il Direttore Risorse Umane e Procurement, un primo riporto del Direttore Affari Legali e il Responsabile della funzione Security. A questo proposito il Collegio Sindacale ha proseguito l'attività di vigilanza e, dopo aver acquisito la documentazione processuale messa volontariamente a disposizione anche a seguito di richieste di riesame degli atti predetti, ha affidato, insieme al Comitato Controllo e Rischi e all'Organismo di Vigilanza agli stessi consulenti già incaricati nel 2018, un nuovo

incarico per l'esame della documentazione predetta al fine di descrivere e riassumere i fatti alla base delle ipotesi di reato contestate, nonché elementi fattuali e condotte da approfondire circa l'esistenza di eventuali criticità sostanziali o possibili carenze del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi e del modello di organizzazione e di gestione dei rischi ex D.Lgs. n. 231/2001. Il consulente ha rilasciato una relazione finale nell'aprile del 2020 nella quale si evidenzia, allo stato, una carenza o incompletezza di elementi documentali riscontrabili; in ragione di ciò il Collegio, continuando a monitorare gli sviluppi processuali, ha ritenuto opportuno attendere nuove evidenze rivenienti innanzitutto dall'Autorità Giudiziaria per poter esprimere ulteriori valutazioni relativamente ai diversi aspetti della vicenda in oggetto. Gli esiti delle diverse iniziative di verifica effettuate nel tempo sono stati comunicati dalla Società alle Autorità inquirenti ed alla Consob alla quale il Collegio ha fornito un costante aggiornamento della propria attività di vigilanza;

- il procedimento Val D'Agri in relazione alla contestazione di traffico illecito di rifiuti nell'ambito del quale il Tribunale di Potenza in data 10 marzo 2021, a chiusura del processo avviato nel novembre 2017, ha emesso il dispositivo di sentenza di primo grado con il quale, tra l'altro, ha riconosciuto la responsabilità di due ex Responsabili e quattro ex funzionari del Distretto Meridionale di Eni e la condanna della persona giuridica Eni SpA ai sensi del D.Lgs. 231/2001 per responsabilità dipendente dai reati di traffico illecito di rifiuti e gestione di rifiuti non autorizzata. Il Tribunale, inoltre, ha disposto la confisca dell'ipotesi di profitto conseguente dal reato di traffico illecito di rifiuti e ha riconosciuto il diritto al risarcimento del danno richiesto dalle parti civili. Il Collegio Sindacale che già in passato aveva seguito la vicenda attraverso specifiche interlocuzioni con le competenti funzioni aziendali, è stato informato delle azioni già messe in atto dalla Società dopo l'avvio delle indagini da parte della Procura, tra cui soluzioni tecniche per la gestione degli impianti che sono state approvate dalla stessa Procura. La Società promuoverà appello avverso la sentenza e il Collegio Sindacale vigilerà sugli sviluppi del procedimento e sulle ulteriori iniziative che la Società dovesse adottare.

Il Collegio Sindacale ha altresì verificato l'istituzione di un assetto organizzativo, amministrativo e contabile adeguato alla natura e alle dimensioni dell'impresa, anche in funzione della rilevazione tempestiva della crisi dell'impresa e della perdita della continuità aziendale, tenuto anche conto del contesto derivante dal perdurare dell'emergenza sanitaria collegata al COVID-19, verificando specificamente l'adeguatezza degli strumenti adottati per la gestione dei rischi con particolare riferimento alle tematiche dei rischi finanziari e più in generale del Risk Management Integrato, così come previsto dall'art. 14 del Codice della crisi e dell'insolvenza d'impresa.

La section 301 del Sarbanes Oxley Act del 2002 richiede all'Audit Committee, ossia per quanto detto in precedenza per Eni al Collegio Sindacale, di istituire adeguate procedure per (a) la ricezione, l'archiviazione e il trattamento delle segnalazioni ricevute dalla Società riguardanti tematiche contabili, di sistema di controllo interno o di revisione contabile; e (b) l'invio confidenziale

o anonimo da parte di dipendenti della Società di segnalazioni riguardanti problematiche contabili o di revisione. In applicazione di tale disposizione il Collegio Sindacale ha approvato la procedura *"Segnalazioni anche anonime ricevute da Eni SpA e da società controllate in Italia e all'estero"*, da ultimo il 17 aprile 2020, in sostituzione della previgente procedura approvata dal Collegio il 4 aprile 2019. La procedura prevede l'istituzione di canali informativi idonei a garantire la ricezione, l'analisi e il trattamento di segnalazioni, inoltrate da persone Eni o da terzi anche in forma confidenziale o anonima, afferenti il Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi ed aventi ad oggetto comportamenti riferibili a persone di Eni posti in essere in violazione del Codice Etico, di leggi, regolamenti, provvedimenti delle Autorità, normative interne, Modello 231 per le società italiane o Modelli di Compliance per le controllate estere, comunque idonei ad arrecare danno o pregiudizio, anche solo d'immagine, ad Eni (tra cui tematiche di informativa finanziaria e non finanziaria, responsabilità amministrativa della società o frodi). La procedura, il cui assetto è stato valutato già in passato conforme alle best practice da consulenti esterni indipendenti, in ragione della trasversalità delle tematiche trattate, costituisce un allegato della Management System Guideline sul "Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi" e fa parte altresì degli Strumenti Normativi Anti-Corruzione di Eni previsti dalla Management System Guideline "Anti-Corruzione". La procedura risponde, inoltre, agli adempimenti previsti dal Sarbanes Oxley Act del 2002, dal Modello di organizzazione, gestione e controllo ex D.Lgs. n. 231 del 2001 e dalla MSG Anti-Corruzione stessa, nonché, per gli aspetti afferenti ai Diritti Umani, dalla normativa in materia di informativa non finanziaria (Direttiva UE n. 95/2014 sulla disclosure delle informazioni di carattere non finanziario, attuata con D.Lgs. n. 254/2016).

A tal riguardo il Collegio ha esaminato i rapporti trimestrali elaborati per il 2020 dall'Internal Audit Eni, con l'evidenza di tutte le segnalazioni ricevute nell'anno e degli esiti degli accertamenti effettuati. In particolare, dai rapporti trimestrali relativi al 2020 si rileva che nel corso dell'esercizio sono stati aperti n. 74 fascicoli di segnalazioni (68 nel 2019). Sulla base delle istruttorie concluse dall'Internal Audit nel corso del 2020 sono stati chiusi n. 73 fascicoli (74 nel 2019). In particolare, relativamente ai 73 fascicoli di segnalazioni chiusi nel 2020, dagli accertamenti riferiti al Collegio Sindacale dall'Internal Audit è risultato che 22 fascicoli contengono rilievi almeno in parte fondati (18 nel 2019), con la conseguente adozione di azioni correttive riguardanti il sistema di controllo interno e gestione dei rischi. In 19 fascicoli (30 nel 2019) gli accertamenti condotti dall'Internal Audit non hanno evidenziato elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati; nei rimanenti 32 fascicoli (26 nel 2019), ancorché dagli accertamenti eseguiti dall'Internal Audit non siano stati evidenziati elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati, sono state comunque intraprese azioni di miglioramento del sistema di controllo interno e gestione dei rischi. Al 31 dicembre 2020, restavano aperti n. 16 fascicoli (15 al 31 dicembre 2019). Sulla base degli elementi informativi acquisiti all'esito degli accertamenti eseguiti o ancora in corso, allo stato attuale, non ci sono osservazioni o rilievi da sottoporre all'attenzione dell'Assemblea.

Attività di vigilanza sull'adeguatezza della struttura organizzativa

Il Collegio ha acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di sua competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società, sulle sue modifiche, e sull'adeguatezza delle disposizioni impartite alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2, del D.Lgs. 58/98, tramite: (1) le informazioni acquisite dal Consiglio di Amministrazione e dall'Amministratore Delegato; (2) l'acquisizione di informazioni dai responsabili delle funzioni aziendali; (3) incontri e scambi di informazioni con i Collegi Sindacali delle controllate; (4) incontri con la Società di revisione legale ed esiti di specifiche attività di verifica effettuate dalla stessa. In tale ambito il Collegio Sindacale ha esaminato l'adeguatezza della nuova struttura organizzativa varata dal Consiglio di Amministrazione di Eni in data 4 giugno 2020, con efficacia dal 1° luglio, che ha visto la costituzione di due Direzioni Generali (Natural Resources ed Energy Evolution), in coerenza con il cambiamento strategico in atto, e ciò anche con riferimento alla conseguente ridefinizione della "segment information", ai fini della reportistica finanziaria, secondo le disposizioni del principio contabile IFRS 8 che regola l'informativa per settore di attività (cfr. sezione "Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile"). Il Collegio Sindacale ha altresì approfondito la riorganizzazione delle attività di trading del Gruppo attraverso la scissione della società controllata Eni Trading & Shipping – con efficacia a partire dal 1° gennaio 2021 – e l'allocatione dei rami "trading oil" e "trading gas" a due nuove società di trading operanti sui mercati fisici e finanziari delle commodity energetiche e facenti capo alle due suddette Direzioni Generali.

Nell'ambito della propria attività di vigilanza il Collegio ha altresì preso visione e ottenuto informazioni sulle attività di carattere organizzativo e procedurale, poste in essere ai sensi del D.Lgs. 231/2001 e successive integrazioni e modifiche, sulla

responsabilità amministrativa degli Enti per i reati previsti da tali normative; tali attività sono illustrate nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, cui si rinvia. L'Organismo di Vigilanza Eni ha relazionato al Collegio Sindacale sulle attività svolte nel corso dell'esercizio 2020, ivi incluso il processo di continuo aggiornamento del Modello organizzativo, senza segnalare fatti o situazioni, ulteriori a quelli già menzionati nell'ambito del paragrafo "Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile", relativamente ai principali procedimenti giudiziari che interessano la Società anche per i profili di cui al D.Lgs. 231/2001, che debbano essere evidenziati nella presente Relazione.

Con riferimento alle disposizioni di cui all'art. 15 del Regolamento Mercati (adottato dalla Consob con delibera n. 20249 del 28 dicembre 2017 e successivamente modificato con delibera n. 21028 del 3 settembre 2019), relative alle società controllate rilevanti costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea, il Collegio Sindacale segnala che, alla data del 31 dicembre 2020, le società cui si applica tale disposizione sono incluse fra le imprese in ambito ai fini del sistema di controllo interno Eni sull'informativa finanziaria rispetto al quale non sono state segnalate carenze significative.

Esposti, denunce degli azionisti ai sensi dell'art. 2408 del Codice Civile

Dalla data della precedente Relazione del Collegio Sindacale e sino ad oggi non sono pervenute denunce ai sensi dell'art. 2408 del Codice Civile.

Il Collegio non è a conoscenza di altri esposti di cui dare menzione all'Assemblea.

Valutazioni conclusive

Sulla base dell'attività di vigilanza svolta nel corso dell'esercizio il Collegio non rileva motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2020 ed alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

2 aprile 2021

Rosalba Casiraghi



Enrico Maria Bignami



Giovanna Ceribelli



Roberto Maglio



Marco Seracini



Attestazione a norma delle disposizioni dell'Art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Francesco Esposito in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'Art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio nel corso dell'esercizio 2020.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2020 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.
3. Si attesta, inoltre, che:
 - 3.1 Il bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2020:
 - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
 - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente.
 - 3.2 La relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui è esposto.

18 marzo 2021

/firma/ Claudio Descalzi

Claudio Descalzi

Amministratore Delegato

/firma/ Francesco Esposito

Francesco Esposito

Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari

Relazione della Società di revisione



Relazione della società di revisione indipendente

ai sensi dell'articolo 14 del DLgs 27 gennaio 2010, n° 39 e dell'articolo 10 del Regolamento (UE) n° 537/2014

Agli azionisti della
Eni SpA

Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della Società Eni SpA (la Società), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2020, dal conto economico, dal prospetto dell'utile (perdita) complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Società al 31 dicembre 2020, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/2005.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla Società in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale: Milano 20145 Piazza Tre Torri 2 Tel. 02 77851 Fax 02 7785240 Capitale Sociale Euro 6.800.000,00 i.v. C.F. e P.IVA e Reg. Imprese
Milano Monza Brianza Lodi 12670880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: Ancona 60131 Via Sandro Totti 1
Tel. 071 2112311 - Bari 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 080 5540211 - Bergamo 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035 229691 - Bologna 40126 Via
Angelo Finelli 8 Tel. 051 6186211 - Brescia 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 030 3697501 - Catania 95129 Corso Italia 302 Tel. 095 7532311 -
Firenze 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 055 2482811 - Genova 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 010 29041 - Napoli 80121 Via dei Mille 16 Tel. 081
36181 - Padova 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049 873481 - Palermo 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091 349737 - Parma 43121 Viale Tanara 20/A
Tel. 0521 275911 - Pescara 66127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 083 4545711 - Roma 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06 570251 - Torino 10122 Corso
Palestro 10 Tel. 011 556771 - Trento 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461 237004 - Treviso 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422 696911 -
Trieste 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 040 3480781 - Udine 33100 Via Foscolle 43 Tel. 0432 25789 - Varese 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332
285039 - Verona 37135 Via Francia 21/C Tel. 045 8263001 - Vicenza 36100 Piazza Fontelandolfo 9 Tel. 0444 393311

www.pwc.com/it



Aspetti chiave della revisione contabile

Gli aspetti chiave della revisione contabile sono quegli aspetti che, secondo il nostro giudizio professionale, sono stati maggiormente significativi nell'ambito della revisione contabile del bilancio dell'esercizio in esame. Tali aspetti sono stati da noi affrontati nell'ambito della revisione contabile e nella formazione del nostro giudizio sul bilancio d'esercizio nel suo complesso; pertanto su tali aspetti non esprimiamo un giudizio separato.

Aspetti chiave

Procedure di revisione in risposta agli aspetti chiave

Valutazione delle riserve di idrocarburi, valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate

Nota 1 "Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi", Nota 11 "Immobili, impianti e macchinari", Nota 13 "Attività immateriali", Nota 14 "Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing" e Nota 22 "Fondi per rischi e oneri" del bilancio d'esercizio

Le voci Immobili, impianti e macchinari e Attività immateriali accolgono importi significativi relativi agli Asset minerari, più precisamente riferibili a Pozzi e impianti di sfruttamento minerario del settore Exploration & Production (E&P) per Euro 2.684 milioni, Attività esplorativa e di valutazione (*appraisal*) E&P per Euro 266 milioni, Immobilizzazioni in corso E&P per Euro 1.244 milioni.

Il valore di carico degli asset minerari è anche comprensivo dei costi stimati di smantellamento e ripristino siti e dei *social project* il cui relativo fondo al 31 dicembre 2020 ammonta ad Euro 2.588 milioni.

L'ammortamento degli asset minerari è effettuato con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) sulla base delle produzioni dell'esercizio e della stima delle riserve d'idrocarburi producibili. Al 31 dicembre 2020 gli ammortamenti degli asset minerari riferiti al settore E&P sono pari a Euro 502 milioni.

A fine esercizio gli asset minerari iscritti nel bilancio d'esercizio, sono assoggettati a

Le procedure di revisione svolte hanno riguardato la comprensione, la valutazione e la verifica dell'efficacia operativa dei controlli rilevanti implementati dal management relativamente alla valutazione delle riserve di idrocarburi, alla valorizzazione degli asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate.

Le procedure di revisione sulla stima delle riserve di idrocarburi hanno compreso, tra l'altro, l'analisi della movimentazione delle riserve intervenuta nell'esercizio anche rispetto al loro anno di formazione, la comprensione delle principali assunzioni utilizzate e la verifica della loro ragionevolezza.

Con riferimento alla stima dei costi di smantellamento sono state svolte, tra l'altro, le seguenti ulteriori procedure di revisione:

- (i) abbiamo compreso il *framework* normativo e regolatorio nonché gli accordi minerari sottostanti;
- (ii) abbiamo confrontato i costi e le relative tempistiche di spesa a fine esercizio con le previsioni dell'anno precedente e, ove



impairment test. Il valore recuperabile degli stessi è generalmente assunto pari al corrispondente valore d'uso e viene determinato attualizzando i flussi di cassa attesi dal loro utilizzo.

Al 31 dicembre 2020 le svalutazioni nette degli asset minerari riferiti al settore E&P, fortemente caratterizzate dagli effetti della pandemia COVID-19 che ha comportato una contrazione di proporzioni storiche della domanda di idrocarburi determinando il conseguente crollo dei prezzi delle commodity, sono pari a Euro 363 milioni.

La stima delle riserve di idrocarburi e la determinazione del valore degli asset minerari e delle voci correlate si basa su una serie di fattori, di assunzioni e di variabili, quali:

- (i) l'accuratezza della stima delle riserve che dipende dalla qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili nonché dalla relativa interpretazione e valutazione da parte degli esperti interni ed esterni della Società;
- (ii) la stima delle produzioni future e dei relativi flussi di ricavi e costi operativi, dei costi di sviluppo e di abbandono, nonché delle relative tempistiche di sostenimento;
- (iii) le proiezioni di prezzo di lungo termine degli idrocarburi, che considerano i possibili impatti legati alla transizione energetica, riflessi nel Piano strategico 2021 – 2024, ritenute dal management coerenti con il raggiungimento degli obiettivi climatici dell'Accordo di Parigi 2015 Cop 21;
- (iv) le variazioni della legislazione fiscale, dei regolamenti amministrativi e le variazioni delle tipologie contrattuali sottostanti;
- (v) la produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta e le analisi di giacimento successive, che possono comportare delle revisioni significative;
- (vi) le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale, che potrebbero influire sui volumi delle riserve rispetto alla stima iniziale; e
- (vii) il tasso d'attualizzazione utilizzato.

Abbiamo riservato particolare attenzione al rischio di un'errata quantificazione delle stime effettuate dal management in relazione alla valutazione delle riserve di idrocarburi e alla valorizzazione degli

significative, abbiamo indagato le differenze riscontrate, nonché verificato la coerenza delle spese e delle tempistiche previste rispetto a quanto consuntivato.

In merito alla valutazione dell'Attività esplorativa e di *appraisal* E&P abbiamo discusso con il management le prospettive dei principali progetti esplorativi, verificandone la coerenza con gli investimenti previsti nei piani prospettici della Società che comprendono, tra l'altro, il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione fissati dalla Società.

Le procedure di revisione relative agli ammortamenti hanno previsto, tra l'altro, la verifica dell'utilizzo dei tassi UOP risultanti dalla valutazione delle riserve e ricalcoli a campione effettuati anche con il supporto dei nostri esperti di *Information Technology*.

Con riferimento all'*impairment* test sono state svolte, tra l'altro, le seguenti ulteriori procedure di revisione:

- (i) abbiamo verificato la coerenza della metodologia utilizzata dalla Società con quanto previsto dal principio contabile internazionale IAS 36 e in particolare l'appropriatezza dei flussi di cassa utilizzati e la relativa coerenza con i piani prospettici della Società;
- (ii) per un campione di CGU, abbiamo verificato la ragionevolezza delle assunzioni utilizzate dal management per la stima dei flussi di cassa, verificandone la coerenza con le relative stime delle riserve e dei costi di smantellamento e ripristino siti;
- (iii) abbiamo verificato le analisi di sensitività effettuate dalla Società.

Abbiamo valutato la competenza tecnica e la relativa obiettività degli esperti interni ed esterni della Società coinvolti nel processo di valutazione, nonché i metodi da loro utilizzati.

I nostri esperti delle funzioni *Corporate Finance* e *Treasury*, e della funzione *Capital Projects & Infrastructure*, ci hanno supportato nella verifica della coerenza delle assunzioni contenute nel



asset minerari e delle altre voci di bilancio correlate in considerazione (i) dell'elevato grado di incertezza delle stime e delle valutazioni (ii) della complessità tecnica dei modelli valutativi utilizzati (iii) del significativo impatto della pandemia COVID-19 e della conseguente contrazione nei consumi di idrocarburi che ha determinato il crollo dei prezzi delle commodity e (iv) della significatività delle connesse voci di bilancio.

Piano strategico 2021 – 2024 con le mutate prospettive macroeconomiche del settore E&P, anche in relazione agli effetti della pandemia COVID-19, ed in particolare (i) nell'esame dei diversi modelli valutativi utilizzati, (ii) nella verifica delle metodologie adottate per la stima dei prezzi di medio-lungo termine delle commodity inclusa la verifica della coerenza di tali prezzi con i più recenti consensus di mercato, (iii) nella verifica dei tassi d'inflazione, anche rispetto ai valori espressi dal mercato e dagli analisti di settore e (iv) nell'esame dei diversi tassi di attualizzazione adottati.

Infine, abbiamo verificato l'informativa fornita nelle note al bilancio su tutti gli aspetti precedentemente descritti relativi agli asset minerari e alle altre voci di bilancio correlate.

Procedimenti in materia di responsabilità penale/amministrativa di impresa ed altri procedimenti in materia penale

Nota 1 "Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi" e Nota 27 "Garanzie, impegni e rischi" – Paragrafo "Contenziosi" - del bilancio d'esercizio

La Società è interessata da diversi procedimenti tra i quali rilevano, in materia di responsabilità penale/amministrativa d'impresa, l'*Indagine Congo* e l'*OPL 245 Nigeria*, e in materia penale, il *Proc. Pen. 12333/2017*.

Per l'*indagine Congo*, a seguito dell'avvenuta derubricazione del reato di corruzione internazionale e conseguente adesione all'ipotesi di sanzione concordata proposta dal Pubblico Ministero, la Società ha stanziato a fondo rischi un importo pari ad Euro 11,8 milioni; per i procedimenti *OPL 245 Nigeria* per il quale è intervenuta sentenza di assoluzione di primo grado in data 17 marzo 2021 e *Proc. Pen. 12333/2017*, la Società non ha effettuato stanziamenti al fondo rischi in quanto un esito sfavorevole è stato ritenuto dagli amministratori non probabile.

La valutazione delle possibili implicazioni per la Società derivanti da tali procedimenti ha

Abbiamo indirizzato le nostre procedure di revisione al fine di comprendere, valutare e validare il sistema di controllo interno con riferimento al processo relativo alla gestione dei procedimenti in cui la Società è coinvolta, tra essi in particolare i controlli relativi alla determinazione della probabilità di soccombenza nonché dell'adeguatezza dell'informativa.

In particolare, è stata effettuata la comprensione del processo estimativo adottato dalla Società relativamente alla complessiva analisi dei procedimenti e alla valutazione dell'esito atteso da tali procedimenti nonché la verifica del disegno e della corretta operatività dei controlli rilevanti.

In aggiunta a quanto indicato, anche attraverso il supporto dei nostri esperti delle funzioni *Legal* e *Forensic*, abbiamo svolto la



rappresentato un complesso processo valutativo che ha comportato l'applicazione, da parte degli amministratori di un significativo livello di giudizio professionale sia nella quantificazione dei potenziali effetti contabili sia nella elaborazione dell'informativa fornita in bilancio.

Gli amministratori, nell'applicazione del proprio giudizio, sono stati supportati da esperti legali, sia interni sia esterni, incaricati di fornire assistenza sui vari procedimenti in corso.

comprensione e l'esame delle principali assunzioni utilizzate dagli amministratori nella formazione del proprio giudizio in merito alla valutazione degli esiti dei contenziosi rilevanti e all'informativa fornita in bilancio, anche attraverso:

- esame della documentazione legale relativa ai procedimenti rilevanti nonché delle relazioni investigative predisposte dagli esperti incaricati dalla Società e/o dai suoi organi di governance;
- esame delle informazioni acquisite tramite i colloqui intercorsi con i legali interni della Società, con la funzione di Internal Audit, con la funzione Compliance, con il Collegio Sindacale e con il Comitato Controllo e Rischi;
- esame delle risposte ottenute alle conferme esterne richieste ai legali terzi coinvolti in tali procedimenti rilevanti.

Le risultanze delle analisi condotte sono state confrontate con le valutazioni espresse in bilancio e con l'informativa in esso fornita dagli amministratori.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio d'esercizio

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio d'esercizio che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/2005 e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio d'esercizio, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio d'esercizio a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della Società o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria della Società.



Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio d'esercizio nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche prese dagli utilizzatori sulla base del bilancio d'esercizio.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio d'esercizio, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti o eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno della Società;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, inclusa la relativa informativa;
- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che la Società cessi di operare come un'entità in funzionamento;
- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio d'esercizio nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio d'esercizio rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dagli ISA Italia, tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.



Abbiamo fornito ai responsabili delle attività di governance anche una dichiarazione sul fatto che abbiamo rispettato le norme e i principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano e abbiamo comunicato loro ogni situazione che possa ragionevolmente avere un effetto sulla nostra indipendenza e, ove applicabile, le relative misure di salvaguardia.

Tra gli aspetti comunicati ai responsabili delle attività di governance, abbiamo identificato quelli che sono stati più rilevanti nell'ambito della revisione contabile del bilancio dell'esercizio in esame, che hanno costituito quindi gli aspetti chiave della revisione. Abbiamo descritto tali aspetti nella relazione di revisione.

Altre informazioni comunicate ai sensi dell'articolo 10 del Regolamento (UE) 537/2014

L'assemblea degli azionisti della Eni SpA ci ha conferito in data 10 maggio 2018 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e consolidato della Società per gli esercizi dal 31 dicembre 2019 al 31 dicembre 2027.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'articolo 5, paragrafo 1, del Regolamento (UE) 537/2014 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Società nell'esecuzione della revisione legale.

Confermiamo che il giudizio sul bilancio d'esercizio espresso nella presente relazione è in linea con quanto indicato nella relazione aggiuntiva destinata al collegio sindacale, nella sua funzione di comitato per il controllo interno e la revisione contabile, predisposta ai sensi dell'articolo 11 del citato Regolamento.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/2010 e dell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/1998

Gli amministratori della Eni SpA sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari della Eni SpA al 31 dicembre 2020, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la loro conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n° 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'articolo 123-bis, comma 4, del DLgs 58/1998, con il bilancio d'esercizio della Eni SpA al 31 dicembre 2020 e sulla conformità delle stesse alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

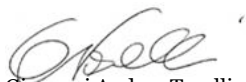
A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio d'esercizio della Eni SpA al 31 dicembre 2020 e sono redatte in conformità alle norme di legge.



Con riferimento alla dichiarazione di cui all'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/2010, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Roma, 2 aprile 2021

PricewaterhouseCoopers SpA


Giovanni Andrea Toselli
(Revisore legale)

Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti

Allegati 2020

1	RELAZIONE SULLA GESTIONE	2
2	BILANCIO CONSOLIDATO	198
3	BILANCIO DI ESERCIZIO	344
4	ALLEGATI	436
	Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni SpA al 31 dicembre 2020	438
	Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2020	438
	Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi dell'esercizio	473
	Allegato alle Note di bilancio di esercizio	474
	Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi dalla revisione	481

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni SpA al 31 Dicembre 2020

PARTECIPAZIONI DI ENI SPA AL 31 DICEMBRE 2020

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del D.Lgs. 127/1991 e della comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate, a controllo congiunto e collegate di Eni SpA al 31 Dicembre 2020, nonché delle altre partecipazioni rilevanti. Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito di ciascun settore di attività, tra Italia ed estero e in ordine alfabetico. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la

sede legale, la sede operativa, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicata la percentuale consolidata di pertinenza di Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate è indicato il criterio di valutazione. In nota è riportata l'indicazione delle partecipazioni con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'Unione Europea, la percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria se diversa da quella di possesso. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'International Standard ISO 4217.

Al 31 Dicembre 2020, le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

	Imprese Controllate			Imprese a Controllo Congiunto e Collegate			Altre partecipazioni rilevanti ^(a)		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate con il metodo integrale	38	151	189						
Imprese consolidate joint operation				4	5	9			
Partecipazioni di imprese consolidate^(b)									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	5	30	35	24	46	70			
Valutate con il metodo del costo	4	5	9	2	27	29			
Valutate con il metodo del fair value							4	22	26
	9	35	44	26	73	99	4	22	26
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese controllate					4	4			
Possedute da imprese a controllo congiunto					4	4			
					8	8			
Totale	47	186	233	30	86	116	4	22	26

(a) Riguardano le partecipazioni in imprese diverse dalle controllate, controllate congiunte e collegate superiori al 2% o al 10% del capitale, rispettivamente se quotate o non quotate.

(b) Le partecipazioni in imprese controllate valutate con il metodo del patrimonio netto e con il metodo del costo riguardano le imprese non significative.

SOCIETÀ CONTROLLATE E A CONTROLLO CONGIUNTO ASSOGGETTATE A REGIME FISCALE PRIVILEGIATO

Il Decreto Legislativo 29 novembre 2018, n. 241, di recepimento della Direttiva UE recante norme contro le pratiche di elusione fiscale, ha modificato la nozione di Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 47-bis del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917. A seguito delle suddette modifiche e delle modifiche apportate all'art. 167 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917, le disposizioni in materia di imprese estere controllate, CFC, si applicano se i soggetti controllati non residenti integrano congiuntamente le seguenti condizioni: a) sono assoggettati a tassazione effettiva inferiore alla metà di quella a cui sarebbero stati soggetti qualora residenti in

Italia; b) oltre un terzo dei proventi rientra in una o più delle seguenti categorie: interessi, canoni, dividendi, redditi da leasing finanziario, redditi da attività assicurativa e bancaria, proventi derivanti da prestazione di servizi e cessione di beni infragruppo con valore economico aggiunto scarso o nullo. Al 31 Dicembre 2020, Eni controlla 5 società che beneficiano di un regime fiscale privilegiato.

Di queste 5 società, 4 sono soggette ad imposizione in Italia perché incluse nella dichiarazione dei redditi di Eni, 1 società non è soggetta a imposizione in Italia per l'esonero ottenuto dall'Agenzia delle Entrate.

Nessuna società controllata che beneficia di un regime fiscale privilegiato ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2020 saranno oggetto di revisione contabile da parte di PricewaterhouseCoopers.

IMPRESA CONSOLIDANTE

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Eni SpA ^(#)	Roma	Italia	EUR	4.005.358.876	Cassa Depositi e Prestiti SpA Ministero dell'Economia e delle Finanze Eni SpA Altri Soci	25,96 4,37 0,92 68,75

IMPRESE CONTROLLATE

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni Angola SpA	San Donato Milanese (MI)	Angola	EUR	20.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	5.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambico SpA	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Timor Leste SpA	San Donato Milanese (MI)	Timor Est	EUR	4.386.849	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni West Africa SpA	San Donato Milanese (MI)	Angola	EUR	10.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Floaters SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	200.120.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Ieoc SpA	San Donato Milanese (MI)	Egitto	EUR	7.518.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Petrolifera Italiana SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	8.034.400	Eni SpA Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Bermuda) Ltd⁽¹⁾	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	12.002	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Egypt) Ltd	Londra (Regno Unito)	Egitto	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
Burren Energy Congo Ltd⁽²⁾	Tortola (Isole Vergini Britanniche)	Repubblica del Congo	USD	50.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy India Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	28.819.023	Eni UK Holding Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Burren Shakti Ltd⁽³⁾	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	213.138	Burren En. India Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Abu Dhabi BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni AEP Ltd	Londra (Regno Unito)	Pakistan	GBP	471.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Albania BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Algeria	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ambalat Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni America Ltd	Dover (USA)	USA	USD	72.000	Eni UHL Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	205.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Eni Arguni I Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(1) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

(2) Società non assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: la società opera con stabile organizzazione in Congo ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.

(3) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Australia Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	20.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Bahrain BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Bahrain	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni BB Petroleum Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni BTC Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Bukat Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Canada Holding Ltd	Calgary (Canada)	Canada	USD	1.453.200.001	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni CBM Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	2.210.728	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni China BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Cina	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	USD	17.000.000	Eni E&P Holding BV Eni Int. NA NV Sàrl Eni International BV	99,99 (..) (..)	100,00	C.I.
Eni Côte d'Ivoire Ltd	Londra (Regno Unito)	Costa d'Avorio	GBP	1	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Cyprus Ltd	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	2.007	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Denmark BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Groenlandia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni do Brasil Investimentos em Exploração e Produção de Petróleo Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	Brasile	BRL	1.593.415.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		P.N.
Eni East 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	4.000.000.000	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	1.013.439	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ghana Exploration and Production Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	21.412.500	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni Hewett Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	3.036.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Hydrocarbons Venezuela Ltd	Londra (Regno Unito)	Venezuela	GBP	8.050.500	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni India Ltd	Londra (Regno Unito)	India	GBP	44.000.000	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni Indonesia Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	100	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Indonesia Ots 1 Ltd⁽⁴⁾	Grand Cayman (Isole Cayman)	Indonesia	USD	1,01	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni International NA NV Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Regno Unito	USD	25.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Investments Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	750.050.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Iran BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iran	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Iraq BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iraq	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ireland BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Irlanda	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Isatay BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 03-13 Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	250.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	80.830.576	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 11-106 BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	50.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Kenya BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kenya	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Krueng Mane Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Lasmo Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	337.638.724,25	Eni Investments Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Lebanon BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libano	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni LNS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Maroc BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Marocco	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni México S. de RL de CV	Lomas De Chapultepec, Mexico City (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(4) Società non assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, 917: la società opera con stabile organizzazione in Indonesia ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni Middle East Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni MOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0	Eni Lasmo Plc Eni LNS Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Montenegro BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Repubblica del Montenegro	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambique Engineering Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambique LNG Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Muara Bakau BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Myanmar BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Myanmar	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Ganai Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil & Gas Inc	Dover (USA)	USA	USD	100.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Algeria Ltd	Londra (Regno Unito)	Algeria	GBP	1.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	450.000	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oman BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Oman	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan Ltd	Londra (Regno Unito)	Pakistan	GBP	90.087	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Pakistan	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Co Inc	Dover (USA)	USA	USD	156.600.000	Eni SpA Eni International BV	63,86 36,14	100,00	C.I.
Eni Petroleum US Llc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni BB Petroleum Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Portugal BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Portogallo	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni RAK BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Rapak Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni RD Congo SA	Kinshasa (Repubblica Democratica del Congo)	Repubblica Democratica del Congo	CDF	750.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		P.N.
Eni Rovuma Basin BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Mozambico	EUR	20.000	Eni Mozambique LNG H. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Sharjah BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni South Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Repubblica Sudafricana	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni South China Sea Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Cina	USD	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni TNS Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Tunisia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Turkmenistan Ltd⁽⁵⁾	Hamilton (Bermuda)	Turkmenistan	USD	20.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UHL Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UK Holding Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	424.050.000	Eni Lasmo Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	50.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni UKCS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Ukraine Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ukraine Llc	Kiev (Ucraina)	Ucraina	UAH	90.765.492,19	Eni Ukraine Hold. BV Eni International BV	99,99 0,01		P.N.
Eni Ukraine Shallow Waters BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ucraina	EUR	20.000	Eni Ukraine Hold. BV	100,00		P.N.
Eni ULT Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	93.215.492,25	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni ULX Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	200.010.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni US Operating Co Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Gas Marketing Llc	Dover (USA)	USA	USD	10.000	Eni Marketing Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Venezuela	EUR	20.000	Eni Venezuela E&P H.	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela E&P Holding SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	254.443.200	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Ventures Plc (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		Co.
Eni Vietnam BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Vietnam	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni West Ganai Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni West Timor Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Yemen Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Burren Energy Plc	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(5) Società non assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, 917: la società opera con stabile organizzazione in Turkmenistan ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eurl Eni Algérie	Algeri (Algeria)	Algeria	DZD	1.000.000	Eni Algeria Ltd Sàrl	100,00		P.N.
First Calgary Petroleum LP	Wilmington (USA)	Algeria	USD	1	Eni Canada Hold. Ltd FCP Partner Co ULC	99,99 0,01	100,00	C.I.
First Calgary Petroleum Partner Co ULC	Calgary (Canada)	Canada	CAD	10	Eni Canada Hold. Ltd	100,00	100,00	C.I.
leoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
leoc Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Sanga Sanga Ltd⁽⁶⁾	Hamilton (Bermuda)	Indonesia	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Liverpool Bay Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	1	Eni ULX Ltd	100,00		P.N.
Mizamtec Operating Company S. de RL de CV	Città del Messico (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni US Op. Co Inc Eni Petroleum Co Inc	99,90 0,10	100,00	C.I.
Nigerian Agip CPFA Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.262.500	NAOC Ltd Agip En Nat Res. Ltd Nigerian Agip E. Ltd	98,02 0,99 0,99		Co.
Nigerian Agip Exploration Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Nigerian Agip Oil Co Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,89 0,11	100,00	C.I.
OOO "Eni Energhia"	Mosca (Russia)	Russia	RUB	2.000.000	Eni Energy Russia BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Zetah Congo Ltd⁽⁷⁾	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	300	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd	66,67 33,33		Co.
Zetah Kouilou Ltd⁽⁷⁾	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	2.000	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd Soci Terzi	54,50 37,00 8,50		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(6) Società non assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: la società opera con stabile organizzazione in Indonesia ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.

(7) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni Gas Transport Services Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	120.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni Global Energy Markets SpA (ex Eni Energy Activities Srl)	Roma	Italia	EUR	1.050.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping SpA	Roma	Italia	EUR	60.036.650	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
LNG Shipping SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	240.900.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Trans Tunisian Pipeline Co SpA	San Donato Milanese (MI)	Tunisia	EUR	1.098.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni G&P Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Turchia	EUR	70.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Liquefaction BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA - Sergaz SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	99.000	Eni International BV Soci Terzi	66,67 33,33	66,67	C.I.
Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogat SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	200.000	Eni International BV Eni SpA LNG Shipping SpA Trans Tunis. P. Co SpA	99,85 0,05 0,05 0,05	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

REFINING & MARKETING E CHIMICA

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Ecofuel SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	C.I.
Eni4Cities SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	Ecofuel SpA	100,00	P.N.
Eni Fuel SpA	Roma	Italia	EUR	58.944.310	Eni SpA	100,00	C.I.
Eni Trade & Biofuels SpA (ex Eni Energia Srl)	Roma	Italia	EUR	3.050.000	Eni SpA	100,00	C.I.
Petroven Srl	Genova	Italia	EUR	918.520	Ecofuel SpA	100,00	C.I.
Raffineria di Gela SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	15.000.000	Eni SpA	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	C.I.
Eni Abu Dhabi Refining & Trading Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni Abu Dhabi R&T BV	100,00	P.N.
Eni Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	78.500.000	Eni International BV Eni Deutsch. GmbH	75,00 25,00	C.I.
Eni Benelux BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	1.934.040	Eni International BV	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	C.I.
Eni Ecuador SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	103.142,08	Eni International BV Esain SA	99,93 0,07	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni France Sàrl	Lione (Francia)	Francia	EUR	56.800.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Iberia SLU	Alcobendas (Spagna)	Spagna	EUR	17.299.100	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Lubricants Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	EUR	5.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	19.621.665,23	Eni Mineralöhlh. GmbH Eni International BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Mineralölhandel GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	34.156.232,06	Eni Austria GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Schmiertechnik GmbH	Wurzburg (Germania)	Germania	EUR	2.000.000	Eni Deutsch. GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Suisse SA	Losanna (Svizzera)	Svizzera	CHF	102.500.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping Inc	Dover (USA)	USA	USD	36.000.000	ETS SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Transporte y Suministro México, S. de RL de CV	Città del Messico (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10		P.N.
Eni USA R&M Co Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	11.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Esacontrol SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	60.000	Eni Ecuador SA Soci Terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	30.000	Eni Ecuador SA Tecnoesa SA	99,99 (..)	100,00	C.I.
Oléoduc du Rhône SA	Valais (Svizzera)	Svizzera	CHF	7.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
OOO "Eni-Nefto"	Mosca (Russia)	Russia	RUB	1.010.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,01 0,99		P.N.
Tecnoesa SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	36.000	Eni Ecuador SA Esain SA	99,99 (..)		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Chimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Versalis SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	1.364.790.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Dunastyr Polisztirolgyártó Zártkörűen Működő Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	Ungheria	HUF	4.332.947.072	Versalis SpA Versalis Deutschland GmbH Versalis International SA	96,34 1,83 1,83	100,00	C.I.
Versalis Americas Inc	Dover (USA)	USA	USD	100.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Congo Sarlu	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	1.000.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Deutschland GmbH	Eschborn (Germania)	Germania	EUR	100.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis France SAS	Mardyck (Francia)	Francia	EUR	126.115.582,90	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	15.449.173,88	Versalis SpA Versalis Deutschland GmbH Dunastyr Zrt Versalis France	59,00 23,71 14,43 2,86	100,00	C.I.
Versalis Kimya Ticaret Limited Sirketi	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	20.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis México S. de RL de CV	Città del Messico (Messico)	Messico	MXN	1.000	Versalis International SA Versalis SpA	99,00 1,00	100,00	C.I.
Versalis Pacific (India) Private Ltd	Mumbai (India)	India	INR	238.700	Versalis Singapore P. Ltd Soci Terzi	99,99 (..)		P.N.
Versalis Pacific Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	CNY	1.000.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Singapore Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	80.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	4.004.042	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Zeal Ltd	Tokoradi (Ghana)	Ghana	GHS	5.650.000	Versalis International SA Soci Terzi	80,00 20,00	80,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

ENI GAS E LUCE, POWER & RENEWABLES**Eni gas e luce****IN ITALIA**

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni gas e luce SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	750.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Evolvere Smart Srl	Milano	Italia	EUR	100.000	Evolvere Venture SpA	100,00	70,52	C.I.
Evolvere SpA Società Benefit	Milano	Italia	EUR	1.130.000	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	70,52 29,48	70,52	C.I.
Evolvere Venture SpA	Milano	Italia	EUR	50.000	Evolvere SpA Soc. Ben.	100,00	70,52	C.I.
SEA SpA	L'Aquila	Italia	EUR	100.000	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	60,00 40,00	60,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana	Lubiana (Slovenia)	Slovenia	EUR	12.956.935	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Eni Gas & Power France SA	Levallois Perret (Francia)	Francia	EUR	29.937.600	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	99,87 0,13	99,87	C.I.
Gas Supply Company Thessaloniki - Thessalia SA	Thessaloniki (Grecia)	Grecia	EUR	13.761.788	Eni gas e luce SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
EniPower Mantova SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	144.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	86,50 13,50	86,50	C.I.
EniPower SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	944.947.849	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Renewables

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
CGDB Enrico Srl	San Donato Milanese (Mi)	Italia	EUR	10.000	Eni New Energy SpA	100,00	100,00	C.I.
CGDB Laerte Srl	San Donato Milanese (Mi)	Italia	EUR	10.000	Eni New Energy SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni New Energy SpA	San Donato Milanese (Mi)	Italia	EUR	9.296.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Wind Park Laterza Srl	San Donato Milanese (Mi)	Italia	EUR	10.000	Eni New Energy SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Arm Wind LLP	Nur-Sultan (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	7.963.200.000	Eni Energy Solutions BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Solutions BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni New Energy Egypt SAE	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	250.000	Eni International BV leoc Exploration BV leoc Production BV	99,98 0,01 0,01		P.N.
Eni New Energy Pakistan (Private) Ltd	Saddar Town-Karachi (Pakistan)	Pakistan	PKR	136.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV Eni Pakistan Ltd (M)	99,98 0,01 0,01	100,00	C.I.
Eni New Energy US Inc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni North Sea Wind Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	10.000	Eni Energy Solutions BV	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

CORPORATE E ALTRE ATTIVITÀ

Corporate e Società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	Italia	EUR	2.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
D-Service Media Srl (in liquidazione)	Milano	Italia	EUR	75.000	D-Share SpA	100,00		P.N.
D-Share SpA	Milano	Italia	EUR	121.719,25	Agi SpA Soci Terzi	55,21 44,79	55,21	C.I.
Eni Corporate University SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Energia Italia Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni Nuova Energia Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	Eni SpA	100,00		Co.
EniProgetti SpA	Venezia Marghera (VE)	Italia	EUR	2.064.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniServizi SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	13.427.419,08	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Serfactoring SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	5.160.000	Eni SpA Soci Terzi	49,00 51,00	49,00	C.I.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	79.817.238	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Banque Eni SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	50.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
D-Share USA Corp.	New York (USA)	USA	USD	0 ^(a)	D-Share SpA	100,00		Co.
Eni Finance International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	1.480.365.336	Eni International BV Eni SpA	66,39 33,61	100,00	C.I.
Eni Finance USA Inc	Dover (USA)	USA	USD	15.000.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Insurance DAC	Dublino (Irlanda)	Irlanda	EUR	500.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(a) Azioni senza valore nominale.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	641.683.425	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	50.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Next Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
EniProgetti Egypt Ltd	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	50.000	EniProgetti SpA Eni SpA	99,00 1,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Anic Partecipazioni SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	23.519.847,16	Eni Rewind SpA Soci Terzi	99,97 0,03	P.N.
Eni Rewind SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	355.145.040,30	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (..)	C.I.
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	1.300.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	52,00 48,00	P.N.
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemini (CA)	Italia	EUR	5.518.620,64	Eni Rewind SpA	100,00	100,00 C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni Rewind International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	P.N.
Oleodotto del Reno SA	Coira (Svizzera)	Svizzera	CHF	1.550.000	Eni Rewind SpA	100,00	P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

IMPRESE A CONTROLLO CONGIUNTO E COLLEGATE

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Mozambique Rovuma Venture SpA^(†)	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	20.000.000	Eni SpA Soci Terzi	35,71 64,29	35,71	J.O.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Agiba Petroleum Co^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	Angola	USD	9.952.000.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40		P.N.
Ashrafi Island Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Barentsmorneftegaz Sàrl^(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Cabo Delgado Gas Development Limitada^(†)	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	2.500.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Cardón IV SA^(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	172,10	Eni Venezuela BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
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	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
East Kanayis Petroleum Co^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
East Obaiyed Petroleum Co^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc SpA Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
El Tamsah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
El-Fayrouz Petroleum Co^(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Fedynskmorneftegaz Sàrl^(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Isatay Operating Company LLP^(†)	Nur-Sultan (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	400.000	Eni Isatay Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Karachaganak Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	29,25 70,75		Co.
Karachaganak Project Development Ltd (KPD) (in liquidazione)	Reading, Berkshire (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	38,00 62,00		Co.
Khaleej Petroleum Co Wll	Safat (Kuwait)	Kuwait	KWD	250.000	Eni Middle E. Ltd Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Liberty National Development Co Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	0 ^(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	32,50 67,50		P.N.
Mediterranean Gas Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Meleilha Petroleum Company^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Mellitah Oil & Gas BV^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Nile Delta Oil Co Nidoco	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
Norpipe Terminal HoldCo Ltd	Londra (Regno Unito)	Norvegia	GBP	55,69	Eni SpA Soci Terzi	14,20 85,80		P.N.
North Bardawil Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	30,00 70,00		
North El Burg Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Petrobel Belayim Petroleum Co^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
PetroBicentenario SA^(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	3.790	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroJunín SA^(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	24.021	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroSucre SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	2.203	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		P.N.
Pharaonic Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Point Resources FPSO AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	150.100.000	PR FPSO Holding AS	100,00		
Point Resources FPSO Holding AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	60.000	Vår Energi AS	100,00		
Port Said Petroleum Co^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
PR Jotun DA	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	0 ^(a)	PR FPSO AS PR FPSO Holding AS	95,00 5,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Azioni senza valore nominale.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Raml Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	22,50 77,50		Co.
Ras Qattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
Rovuma Basin LNG Land Limitada^(†)	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	140.000	Mozambique Rovuma Venture SpA Soci Terzi	33,33 66,67		Co.
Rovuma LNG Investments (DIFC) Ltd	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	Mozambico	USD	50.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Rovuma LNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	100.000.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Shorouk Petroleum Company	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Société Centrale Electrique du Congo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	44.732.000.000	Eni Congo SA Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA^(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	5.000.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Sodeps - Société de 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.
Thekah Petroleum Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	25,00 75,00		
United Gas Derivatives Co	New Cairo (Egitto)	Egitto	USD	153.000.000	Eni International BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
VIC CBM Ltd^(†)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	52.315.912	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Virginia Indonesia Co CBM Ltd^(†)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	25.631.640	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Vår Energi AS^(†)	Forus (Norvegia)	Norvegia	NOK	399.425.000	Eni International BV Soci Terzi	69,85 30,15		P.N.
Vår Energi Marine AS	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	61.000.000	Vår Energi AS	100,00		
West Ashrafi Petroleum Co^(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Mariconsult SpA^(†)	Milano	Italia	EUR	120.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Transmed SpA^(†)	Milano	Italia	EUR	240.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Angola LNG Supply Services Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	19.278.782	Eni USA Gas M. Llc Soci Terzi	13,60 86,40		P.N.
Blue Stream Pipeline Co BV^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Russia	USD	22.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00	74,62 ^(a)	J.O.
GreenStream BV^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	200.000.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Premium Multiservices SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	200.000	Sergaz SA Soci Terzi	49,99 50,01		P.N.
SAMCO Sagl	Lugano (Svizzera)	Svizzera	CHF	20.000	Eni International BV Transmed. Pip. Co Ltd Soci Terzi	5,00 90,00 5,00		P.N.
Transmediterranean Pipeline Co Ltd^{(†)(8)}	St. Helier (Jersey)	Jersey	USD	10.310.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Unión Fenosa Gas SA^(†)	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	32.772.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(8) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia. Partecipazione considerata di controllo ex art. 167, comma 3 del TUIR.

(a) Percentuale pari al working interest di Eni.

REFINING & MARKETING E CHIMICA

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Arezzo Gas SpA^(t)	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^(t)	Livorno	Italia	EUR	26.000.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	65,00 35,00	65,00	J.O.
Disma SpA	Segrate (MI)	Italia	EUR	2.600.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Livorno LNG Terminal SpA	Livorno	Italia	EUR	200.000	Costiero Gas L. SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Porto Petroli di Genova SpA	Genova	Italia	EUR	2.068.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	40,50 59,50		P.N.
Raffineria di Milazzo ScpA^(t)	Milazzo (ME)	Italia	EUR	171.143.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Seram SpA	Fiumicino (RM)	Italia	EUR	852.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Sigea Sistema Integrato Genova Arquata SpA	Genova	Italia	EUR	3.326.900	Ecofuel SpA Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA^(t)	Roma	Italia	EUR	3.085.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER)	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	500.000.000	Eni Abu Dhabi R&T Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
ADNOC Global Trading Ltd	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	USD	1.000	Eni Abu Dhabi R&T Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH^(t)	Schwedt (Germania)	Germania	EUR	27.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH^(t)	Vohburg (Germania)	Germania	EUR	10.226.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00	20,00	J.O.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(t) L'impresa è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
City Carbuoroil SA^(†)	Rivera (Svizzera)	Svizzera	CHF	6.000.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	49,91 50,09		P.N.
Egyptian International Gas Technology Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	100.000.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		Co.
ENEOS Italsing Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	12.000.000	Eni International BV Soci Terzi	22,50 77,50		P.N.
Fuelling Aviation Services GIE	Tremblay en France (Francia)	Francia	EUR	1	Eni France Sàrl Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Mediterrannée Bitumes SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	34,00 66,00		P.N.
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	67.500	Eni International BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Saraco SA	Meyrin (Svizzera)	Svizzera	CHF	420.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.
Supermetanol CA^(†)	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	Venezuela	VES	120,867	Ecofuel SpA Supermetanol CA Soci Terzi	34,51 ^(a) 30,07 35,42	50,00	J.O.
TBG Tanklager Betriebsgesellschaft GmbH^(†)	Salisburgo (Austria)	Austria	EUR	43.603,70	Eni Marketing A. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Düsseldorf (Germania)	Germania	EUR	409.034	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Quota di Controllo: Ecofuel SpA 50,00
Soci Terzi 50,00

Chimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Brindisi Servizi Generali Scarl	Brindisi	Italia	EUR	1.549.060	Versalis SpA Eni Rewind SpA EniPower SpA Soci Terzi	49,00 20,20 8,90 21,90		P.N.
Finproject SpA	Morrovalle (MC)	Italia	EUR	18.500.000	Versalis SpA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
IFM Ferrara ScpA	Ferrara	Italia	EUR	5.270.466	Versalis SpA Eni Rewind SpA S.E.F. Srl Soci Terzi	19,74 11,58 10,70 57,98		P.N.
Matrica SpA^(†)	Porto Torres (SS)	Italia	EUR	37.500.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Priolo Servizi ScpA	Melilli (SR)	Italia	EUR	28.100.000	Versalis SpA Eni Rewind SpA Soci Terzi	35,15 5,04 59,81		P.N.
Ravenna Servizi Industriali ScpA	Ravenna	Italia	EUR	5.597.400	Versalis SpA EniPower SpA Ecofuel SpA Soci Terzi	42,13 30,37 1,85 25,65		P.N.
Servizi Porto Marghera Scarl	Venezia Marghera (VE)	Italia	EUR	8.695.718	Versalis SpA Eni Rewind SpA Soci Terzi	48,44 38,39 13,17		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Lotte Versalis Elastomers Co Ltd^(†)	Yeosu (Corea del Sud)	Corea del Sud	KRW	501.800.000.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
VPM Oilfield Specialty Chemicals Llc^(†)	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	1.000.000	Versalis SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

ENI GAS E LUCE, POWER & RENEWABLES

Eni gas e luce

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
E-Prosume Srl^(†)	Milano	Italia	EUR	100.000	Evolvere Venture SpA Soci Terzi	50,00 50,00	P.N.
Evogy Srl	Seriate (BG)	Italia	EUR	10.000	Evolvere Venture SpA Soci Terzi	40,00 60,00	P.N.
PV Family Srl	Cagliari	Italia	EUR	131.200	Evolvere SpA Soc. Ben. Soci Terzi	23,78 76,22	P.N.
Renewable Dispatching Srl	Milano	Italia	EUR	49.000	Evolvere Venture SpA Soci Terzi	40,00 60,00	P.N.
Tate Srl	Bologna	Italia	EUR	408.509,29	Evolvere Venture SpA Soci Terzi	20,00 80,00	P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA^(†)	Ampelokipi - Menemeni (Grecia)	Grecia	EUR	247.127.605	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	49,00 51,00	P.N.
OVO Energy (France) SAS	Parigi (Francia)	Francia	EUR	66.666,66	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	25,00 75,00	P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Società EniPower Ferrara Srl ^(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	140.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	J.O.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Renewables

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Ayla Energy Ltd^(†)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	1.000 Eni Energy Solutions BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Novis Renewables Holdings LLC	Wilmington (USA)	USA	USD	100 Eni New Energy US Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Novis Renewables LLC^(†)	Wilmington (USA)	USA	USD	100 Eni New Energy US Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Société Energies Renouvelables Eni-ETAP SA^(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	1.000.000 Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Solenova Ltd^(†)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	1.580.000 Eni Energy Solutions BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

CORPORATE E ALTRE ATTIVITÀ

Corporate e Società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Consorzio per l'attuazione del Progetto Divertor Tokamak Test DTT Scarl^(†)	Frascati (RM)	Italia	EUR	1.000.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Saipem SpA^{(#)(†)}	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	2.191.384.693	Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	30,54 ^(a) 1,73 67,73		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Commonwealth Fusion Systems Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	215.000.514,83	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
CZero Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	8.116.660,78	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Form Energy Inc	Somerville (USA)	USA	USD	124.001.561,31	Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Tecnicco Engineering Contractors Llp^(†)	Aksai (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	29.478.455	EniProgetti SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Quota di Controllo: Eni SpA 31,08
Soci Terzi 68,92

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Progetto Nuraghe Scarl	Porto Torres (SS)	Italia	EUR	10.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	48,55 51,45		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

ALTRE PARTECIPAZIONI RILEVANTI

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Consorzio Universitario in Ingegneria per la Qualità e l'Innovazione	Pisa	Italia	EUR	136.000	Eni SpA Soci Terzi	20,00 80,00	F.V.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Administradora del Golfo de Paria Este SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	0,001	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	F.V.
Brass LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	USD	1.000.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	20,48 79,52	F.V.
Darwin LNG Pty Ltd	West Perth (Australia)	Australia	AUD	187.569.921,42	Eni G&P LNG Aus. BV Soci Terzi	10,99 89,01	F.V.
New Liberty Residential Co Llc	West Trenton (USA)	USA	USD	0 ^(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	17,50 82,50	F.V.
Nigeria LNG Ltd	Port Harcourt (Nigeria)	Nigeria	USD	1.138.207.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	10,40 89,60	F.V.
North Caspian Operating Co NV	L'Aja (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	128.520	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	16,81 83,19	F.V.
OPCO - Sociedade Operacional Angola LNG SA	Luanda (Angola)	Angola	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40	F.V.
Petrolera Güiría SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VES	10	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	F.V.
SOMG - Sociedade de Operações e Manutenção de Gasodutos SA	Luanda (Angola)	Angola	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	10,57 89,43	F.V.
Torsina Oil Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(a) Azioni senza valore nominale.

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Norsea Gas GmbH	Emden (Germania)	Germania	EUR	1.533.875,64	Eni International BV Soci Terzi	13,04 86,96	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

REFINING & MARKETING E CHIMICA

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Società Italiana Oleodotti di Gaeta SpA⁽⁹⁾	Roma	Italia	ITL	360.000.000	Eni SpA Soci Terzi	72,48 27,52	F.V.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
BFS Berlin Fuelling Services GbR	Amburgo (Germania)	Germania	EUR	89.199	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Compania de Economia Mixta "Austrogas"	Cuenca (Ecuador)	Ecuador	USD	5.665.329	Eni Ecuador SA Soci Terzi	13,38 86,62	F.V.
Dépôt Pétrolier de Fos SA	Fos-Sur-Mer (Francia)	Francia	EUR	3.954.196,40	Eni France Sàrl Soci Terzi	16,81 83,19	F.V.
Dépôt Pétrolier de la Côte d'Azur SAS	Nanterre (Francia)	Francia	EUR	207.500	Eni France Sàrl Soci Terzi	18,00 82,00	F.V.
Joint Inspection Group Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0 ^(a)	Eni SpA Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Saudi European Petrochemical Co IBN ZAHR	Al Jubail (Arabia Saudita)	Arabia Saudita	SAR	1.200.000.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	10,00 90,00	F.V.
S.I.P.G. Société Immobilière Pétrolière de Gestion Snc	Tremblay en France (Francia)	Francia	EUR	40.000	Eni France Sàrl Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Sistema Integrado de Gestion de Aceites Usados	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	175.713	Eni Iberia SLU Soci Terzi	15,44 84,56	F.V.
Tanklager - Gesellschaft Tegel (TGT) GbR	Amburgo (Germania)	Germania	EUR	4.953	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
TAR - Tankanlage Ruemlang AG	Ruemlang (Svizzera)	Svizzera	CHF	3.259.500	Eni Suisse SA Soci Terzi	16,27 83,73	F.V.
Tema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	258.309	Eni International BV Soci Terzi	12,00 88,00	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(a) Azioni senza valore nominale.

(9) La società è stata sottoposta ad amministrazione straordinaria ai sensi della legge n. 95 del 3 aprile 1979. La liquidazione si è conclusa il 28 aprile 2015 ed è stata depositata l'istanza di cancellazione che è in attesa di autorizzazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico.

Chimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Novamont SpA	Novara	Italia	EUR	13.333.500	Versalis SpA Soci Terzi	25,00 75,00	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

CORPORATE E ALTRE ATTIVITÀ

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Ottana Sviluppo ScpA (in fallimento)	Nuoro	Italia	EUR	516.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	30,00 70,00	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

VARIAZIONI DELL'AREA DI CONSOLIDAMENTO VERIFICATE NELL'ESERCIZIO

Imprese consolidate con il metodo integrale

IMPRESE INCLUSE (N. 17)

CGDB Enrico Srl	San Donato Milanese	Renewables	Acquisizione
CGDB Laerte Srl	San Donato Milanese	Renewables	Acquisizione
D-Share SpA	Milano	Corporate e società finanziarie	Sopravvenuta rilevanza
Eni Albania BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Eni Gas Liquefaction BV	Amsterdam	Global Gas & LNG Portfolio	Costituzione
Eni Global Energy Markets SpA (ex Eni Energy Activities Srl)	Roma	Global Gas & LNG Portfolio	Sopravvenuta rilevanza
Eni New Energy US Inc	Dover	Renewables	Sopravvenuta rilevanza
Eni Trade & Biofuels SpA (ex Eni Energia Srl)	Roma	Refining & Marketing	Sopravvenuta rilevanza
Evolvere Energia SpA	Milano	Eni gas e luce	Acquisizione
Evolvere Smart Srl	Milano	Eni gas e luce	Acquisizione
Evolvere SpA Società Benefit	Milano	Eni gas e luce	Acquisizione
Evolvere Venture SpA	Milano	Eni gas e luce	Acquisizione
Mizamtec Operating Company S. de RL de CV	Città Del Messico	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Versalis Kimya Ticaret Limited Sirketi	Istanbul	Chimica	Sopravvenuta rilevanza
Versalis México S. de RL de CV	Città Del Messico	Chimica	Sopravvenuta rilevanza
Versalis Zeal Ltd	Takoradi	Chimica	Variazione governance
Wind Park Laterza Srl	San Donato Milanese	Renewables	Acquisizione

IMPRESE ESCLUSE (N. 4)

Eni CBM Ltd	Londra	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Evolvere Energia SpA	Milano	Eni gas e luce	Fusione
Ieoc Exploration BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Windirect BV	Amsterdam	Renewables	Fusione

Imprese consolidate joint operation

IMPRESE ESCLUSE (N. 2)

Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	Roma	Refining & Marketing	Variazione operatività
Termica Milazzo Srl	Milazzo	Refining & Marketing	Fusione

ALLEGATO ALLE NOTE DEL BILANCIO DI ESERCIZIO

Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA

IMPRESE CONTROLLATE AL 31 DICEMBRE 2020

Agenzia Giornalistica Italia SpA – Roma

In data 28 febbraio 2020, Eni ha effettuato un versamento in conto capitale, senza obbligo di restituzione, di €6.000.000 a titolo di dotazione per la copertura perdite presenti o future. L'Assemblea del 27 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con la perdita di €6.858.902 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo della riserva per copertura perdite. In data 10 novembre 2020, Eni ha effettuato un versamento in conto capitale, senza obbligo di restituzione, di €8.000.000 a titolo di dotazione per la copertura di perdite presenti o future.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 2.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €2.000.000.

Ecofuel SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 24 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €30.443.917,54 e ha deliberato di distribuire un dividendo di €30.440.000, pari a €0,3044 per azione, portando a nuovo l'utile residuo. Eni ha incassato una prima tranche di dividendo, pari a €10.440.000, in data 18 giugno 2020, una seconda tranche, pari a €10.000.000, in data 17 settembre 2020 ed una terza tranche, pari a €10.000.000, in data 16 dicembre 2020.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 100.000.000 azioni del valore nominale di €0,52, pari al 100% del capitale sociale di €52.000.000.

Eni Angola SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea dell'8 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €134.199.096,55 e ha deliberato la distribuzione di un dividendo di €134.128.000, pari a €6,64 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €71.096,55. Eni ha incassato il dividendo in data 29 maggio 2020.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 20.200.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €20.200.000.

Eni Corporate University SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 17 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €42.090,14 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di €40.000, pari a €0,01 per azione, utilizzando allo scopo anche utili portati a nuovo di esercizi precedenti per €14,37. Eni ha incassato il dividendo in data 6 maggio 2020.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è

rimasta immutata in n. 4.000.000 azioni del valore nominale di €0,84, pari al 100% del capitale sociale di €3.360.000.

Eni Energia Italia Srl – San Donato Milanese

In data 15 dicembre 2020 è stata costituita la società Eni Energia Italia Srl con un capitale sociale di €50.000, rappresentato da n. 1 quota del valore nominale di €50.000. Eni, in qualità di unico socio, ha versato la somma di €150.000, di cui €50.000 ad integrale sottoscrizione del capitale sociale e €100.000 da destinarsi ad altre riserve.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2020 è costituita da n. 1 quota del valore nominale di €50.000, pari al 100% del capitale sociale di €50.000.

Eni Finance International SA – Bruxelles (Belgio)

L'Assemblea del 3 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di \$93.400.998,70 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di \$93.408.967,68 utilizzando allo scopo anche gli utili portati a nuovo di \$68.805,93 e portando a nuovo l'utile residuo di \$60.836,95. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza pari a \$31.397.197,44 in data 20 maggio 2020.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 2.336.101 azioni del valore nominale di \$213, pari al 33,61262% del capitale sociale di \$1.480.365.336.

Eni Fuel SpA – Roma

L'Assemblea del 22 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €2.604.967 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di €2.500.000, pari a €0,0424 per azione, utilizzando allo scopo anche la riserva disponibile di €158.019, portando a nuovo l'utile residuo di €132.738. Eni ha incassato il dividendo in data 15 giugno 2020. L'Assemblea del 18 dicembre 2020 ha deliberato l'aumento di capitale sociale da €58.944.310 a €59.944.310 mediante l'emissione di n. 1.000.000 nuove azioni del valore nominale di €1 da liberarsi mediante conferimento da parte di Eni del ramo d'azienda "Carburanti e Combustibili" con efficacia dal 1° gennaio 2021; al riguardo in data 16 dicembre 2020 Eni ha operato il versamento di €1.494.268,81 relativo alle disponibilità liquide del ramo d'azienda e quanto a €1.000.000 a titolo di futuro aumento di capitale sociale.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 58.944.310 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €58.944.310.

Eni gas e luce SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 20 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €158.768.541,44 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di €150.000.000, pari a €0,20 per azione, e di destinare i restanti €830.114,37 a parziale copertura delle perdite degli esercizi precedenti. Eni ha incassato il dividendo in data 7 maggio 2020.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 750.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €750.000.000.

Eni Gas Transport Services Srl - San Donato Milanese

L'Assemblea del 22 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €47.382,11 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di €45.012 utilizzando allo scopo anche utili portati a nuovo per €1,86 e portando a nuovo l'utile residuo di €2,86. Eni ha incassato il dividendo in data 7 maggio 2020.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 1 quota pari al 100% del capitale sociale di €120.000.

Eni Global Energy Markets SpA (ex Eni Energy Activities Srl) – Roma

L'Assemblea del 14 maggio 2020 ha deliberato il cambio di denominazione sociale da "Eni Energy Activities", costituita in data 10 dicembre 2019, in "Eni Global Energy Markets" e deliberato altresì la sua trasformazione in società per azioni, con contestuale sostituzione della partecipazione al capitale già rappresentata dall'unica quota del valore complessivo di €50.000 in n. 50.000 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale attribuite all'unico socio Eni. L'Assemblea ha altresì deliberato il trasferimento della sede legale da San Donato Milanese a Roma. L'Assemblea straordinaria del 16 giugno 2020 ha deliberato un aumento del capitale sociale da €50.000 a €1.050.000, mediante l'emissione di n. 1.000.000 nuove azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale, offerte in opzione al socio unico Eni al prezzo di €1 cadauna ed un sovrapprezzo di €60 per singola azione. In data 11 giugno 2020, Eni ha sottoscritto n. 1.000.000 azioni tramite il versamento di complessivi €61.000.000, di cui €1.000.000 a titolo di apporto in conto capitale e €60.000.000 a titolo di sovrapprezzo azioni. L'Assemblea ha altresì approvato il progetto di scissione parziale del "Ramo di Azienda Trading & Gas LNG e Power" della Eni Trading & Shipping SpA, in favore della Eni Global Energy Markets SpA. In data 9 dicembre 2020 è stato sottoscritto l'atto di scissione con efficacia dal 1° gennaio 2021. La società approverà il suo primo bilancio, relativo al periodo intercorrente tra la costituzione (10 dicembre 2019) e il 31 dicembre 2020, nell'anno 2021. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è variata da n. 1 quota del valore nominale di €50.000 in n. 1.050.000 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale, pari al 100% del capitale sociale di €1.050.000.

Eni Insurance Designated Activity Company– Dublino (Irlanda)

L'Assemblea del 2 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €65.407.653,47 e ne ha deliberato la distribuzione agli azionisti a titolo di dividendo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 500.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €500.000.000.

Eni International BV – Amsterdam (Paesi Bassi)

L'Assemblea del 30 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di \$2.916.854 migliaia e ne ha deliberato la distribuzione, in una o più tranches, a titolo di dividendo. Eni ha incassato il dividendo nel periodo maggio-dicembre 2020. L'Assemblea del 25 giugno 2020 ha deliberato la distribuzione di un dividendo di \$5.000.000 migliaia a valere sulla riserva di utili portati a nuovo e l'aumento del capitale di \$5.000.000 migliaia, a titolo di sovrapprezzo. Eni ha incassato il dividendo in data 9 settembre 2020 e, in pari data, Eni ha provveduto al versamento dell'aumento di capitale di \$5.000.000 migliaia a titolo di sovrapprezzo. L'Assemblea del 17 dicembre 2020 ha deliberato la distribuzione di un ulteriore dividendo di \$1.500.000 migliaia a valere sulla riserva di utili portati a nuovo e, l'aumento del capitale di \$1.500.000 migliaia, a titolo di sovrapprezzo. Eni ha incassato il dividendo in data 21 dicembre 2020 e in pari data, Eni ha provveduto al versamento dell'aumento di capitale di \$1.500.000 migliaia a titolo di sovrapprezzo. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 128.336.685 azioni del valore nominale di €5, pari al 100% del capitale sociale di €641.683.425.

Eni International Resources Ltd – Londra (Regno Unito)

L'Assemblea del 12 maggio 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di £887.622 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea ha altresì deliberato la distribuzione al solo azionista Eni SpA, a seguito di rinuncia da parte dell'altro azionista possessore di n.1 azione, di un dividendo di £21.000.000 a valere sulla riserva di utili portati a nuovo. Eni ha incassato il dividendo in data 18 maggio 2020. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 49.999 azioni del valore nominale di £1, pari al 99,998% del capitale sociale di £50.000.

Eni Investments Plc – Londra (Regno Unito)

L'Assemblea del 29 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con la perdita di \$16.207.000 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 750.049.999 azioni del valore nominale di £1, pari al 99,99999% del capitale sociale di £750.050.000.

Eni Mediterranea Idrocarburi SpA – Gela

L'Assemblea del 20 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con la perdita di €115.546.606,15

e ne ha deliberato la copertura parziale mediante utilizzo della riserva in conto capitale per €80.000.000 e il riporto a nuovo della perdita residua per €35.546.606,15. L'Assemblea ha altresì deliberato la costituzione di una riserva per copertura perdite future per €80.000.000, mediante versamento in una unica soluzione operato da Eni in data 28 maggio 2020. L'Assemblea del 30 settembre 2020 ha deliberato un intervento sul capitale per ulteriori €84.000.000 a titolo di dotazione per la copertura perdite previste nell'esercizio, mediante versamento in una unica soluzione operato in pari data da Eni.

L'Assemblea del 16 dicembre 2020, a fronte dell'aggiornamento delle perdite previste a fine anno, ha deliberato un intervento sul capitale per ulteriori €35.000.000 mediante versamento in una unica soluzione operato da Eni in data 28 dicembre 2020. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 5.200.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €5.200.000.

Eni Mozambico SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 23 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con la perdita di €14.966.482,20 e ha deliberato di coprire la perdita mediante l'utilizzo per pari importo della riserva copertura perdite future. L'Assemblea ha altresì deliberato l'incremento della riserva copertura perdite future per €17.000.000 mediante versamento in una unica soluzione operato da Eni in data 28 maggio 2020.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 200.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €200.000.

Eni New Energy SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 20 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con la perdita di €1.743.578,71 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 9.296 azioni prive di indicazione del valore nominale, pari al 100% del capitale sociale di €9.296.000.

Eni Nuova Energia Srl – San Donato Milanese

In data 15 dicembre 2020 è stata costituita la società Eni Nuova Energia Srl con un capitale sociale di €50.000, rappresentato da n. 1 quota del valore nominale di €50.000. Eni, in qualità di unico socio, ha versato la somma di €150.000, di cui €50.000 ad integrale sottoscrizione del capitale sociale e €100.000 da destinarsi ad altre riserve.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2020 è costituita da n.1 quota del valore nominale di €50.000, pari al 100% del capitale sociale di €50.000.

Eni Petroleum Co Inc – Dover (USA)

L'Assemblea del 17 gennaio 2020 ha approvato la costituzione di una riserva in conto capitale di \$80.000.000 mediante versamento pro-quota degli azionisti; in data 24 gennaio 2020,

Eni ha versato la quota di propria spettanza di \$51.085.568,33. L'Assemblea del 29 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di \$35.899.000 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea del 20 ottobre 2020 ha approvato la costituzione di una riserva in conto capitale di \$16.415.000 mediante versamento pro-quota degli azionisti; in data 26 ottobre 2020, Eni ha versato la quota di propria spettanza di \$10.482.120,05.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 2.000 azioni del valore nominale di \$50.000, pari al 63,85696% del capitale sociale di \$156.600.000.

Eni Rewind SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 9 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con la perdita di €254.238.240,95 e ha deliberato di coprire la perdita, unitamente alla riserva variazione fair value partecipazioni minoritarie di importo negativo pari a €39.072,10, mediante l'utilizzo della riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario, di importo positivo pari a €96.675, e la riduzione del capitale sociale da €425.343.731,50 a €171.163.093,45. L'Assemblea ha altresì deliberato di raggruppare le n. 3.182.390.432 azioni in circolazione in ragione di una azione di nuova emissione ogni 32 azioni possedute. Pertanto, il capitale sociale di €171.163.093,45 risulta rappresentato da n. 99.449.701 nuove azioni prive di indicazione del valore nominale. L'Assemblea ha poi deliberato di aumentare il capitale sociale da €171.163.093,45 a €355.145.040,30 mediante l'emissione di n. 99.449.701 nuove azioni prive di indicazione del valore nominale, da offrire in opzione agli azionisti a pagamento in ragione di n. 1 azione di nuova emissione ogni n. 1 azione posseduta. In data 9 aprile 2020, Eni ha sottoscritto n. 99.449.682 azioni prive di indicazione del valore nominale. In pari data, Eni ha versato €183.981.911,70 a completa liberazione delle azioni sottoscritte e €6.018.053,15 a copertura della "Riserva da rivalutazione dei piani a benefici definiti a dipendenti". In data 5 maggio 2020, Eni ha acquistato da soci terzi n. 4 resti frazionari connessi all'operazione di raggruppamento azionario. A completa liberazione delle azioni sottoscritte, Eni ha versato €0,22. In data 14 maggio 2020, Eni ha sottoscritto n. 17 azioni prive di indicazione del valore nominale, non optate da soci terzi. A completa liberazione delle azioni sottoscritte, Eni ha versato €31,45.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è variata da n. 3.182.389.898 azioni a n. 198.899.384 azioni prive di indicazione del valore nominale, pari al 99,99999% del capitale sociale di €355.145.040,30.

Eni Timor Leste SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 23 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con la perdita di €990.338,24 e ha deliberato di coprire la perdita d'esercizio e la perdita portata a nuovo per complessivi €3.904.393,29 mediante utilizzo delle riserve disponibili per €1.449.725,29 e per i restanti €2.454.668

mediante riduzione del capitale sociale da €6.841.517 a €4.386.849 tramite annullamento di n. 2.454.668 azioni del valore nominale di €1 cadauna. L'Assemblea ha altresì deliberato di revocare parzialmente la delibera assunta il 16 aprile 2013 in relazione alla parte non ancora eseguita del versamento allora deliberato di €28.000.000 (ad oggi non ancora versati €24.000.000) e di ricostituire la riserva copertura perdite future per un importo pari a €2.000.000, mediante versamento in una unica soluzione operato da Eni in data 28 maggio 2020.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è variata da n. 6.841.517 azioni a n. 4.386.849 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €4.386.849.

Eni Trade & Biofuels SpA (ex Eni Energia Srl) - Roma

L'Assemblea del 16 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con la perdita di €68.853 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea del 14 maggio 2020 ha approvato la situazione patrimoniale al 31 marzo 2020 che rileva una perdita accumulata di esercizi precedenti di €137.369 e ne ha deliberato la copertura utilizzando la riserva disponibile per pari importo. L'Assemblea ha altresì deliberato un aumento di capitale sociale gratuito da €10.000 a €50.000, con emissione di una quota di €40.000, riservata al socio unico Eni, mediante l'utilizzo della riserva disponibile per la somma corrispondente. L'Assemblea ha altresì deliberato il cambio di denominazione sociale da Eni Energia ad Eni Trade & Biofuel e deliberato altresì la sua trasformazione in società per azioni con contestuale sostituzione della partecipazione al capitale rappresentata dall'unica quota del valore complessivo di €50.000 in n. 50.000 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale attribuite al socio unico Eni. L'Assemblea ha altresì deliberato il trasferimento della sede legale da San Donato Milanese a Roma. L'Assemblea del 16 giugno 2020 ha deliberato un aumento di capitale sociale da €50.000 a €1.050.000 mediante l'emissione di n. 1.000.000 nuove azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale, offerte in opzione al socio unico Eni, al prezzo di €1 cadauna ed un sovrapprezzo di €94 per singola azione. In data 11 giugno 2020, Eni ha sottoscritto n. 1.000.000 azioni tramite il versamento di complessivi €95.000.000, di cui €1.000.000 a titolo di apporto in conto capitale e €94.000.000 a titolo di sovrapprezzo azioni. L'Assemblea ha altresì approvato il progetto di scissione parziale del "Ramo di Azienda Trading Oil" della Eni Trading & Shipping SpA in favore della Eni Trade & Biofuels SpA. In data 9 dicembre 2020 è stato sottoscritto l'atto di scissione con efficacia dal 1° gennaio 2021. L'Assemblea del 7 settembre 2020 ha deliberato l'aumento di capitale sociale da €1.050.000 a €3.050.000 mediante l'emissione di n. 2.000.000 nuove azioni prive di indicazione del valore nominale, versati da Eni in data 2 settembre 2020. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è variata da n. 1 quota del valore nominale di €10.000 in n. 3.050.000 azioni, prive di indicazione del valore nominale, pari al 100% del capitale sociale di €3.050.000.

Eni Trading & Shipping SpA – Roma

L'Assemblea dell'8 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €187.178.551,53 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di €186.113.615, pari a €3,10 per azione. L'Assemblea ha altresì approvato, sia la copertura delle perdite residue dell'anno precedente pari a €405.062,77, in parte con l'utile netto residuo di €309.587,07 e con la parte resasi disponibile della riserva ex art.6 comma 2 D.L. 38/05, pari a €95.475,70 e sia la copertura delle perdite pregresse residue, comprensive di quella derivante dalla first application IFRS9, per complessivi €26.965.862,44, utilizzando parte della riserva sovrapprezzo azioni. Eni ha incassato il dividendo in data 26 maggio 2020. L'Assemblea straordinaria del 16 giugno 2020 ha deliberato la scissione parziale della società in favore della Eni Global Energy Markets SpA e della Eni Trade & Biofuels SpA, con effetti dal 1° gennaio 2021. L'Assemblea straordinaria del 24 dicembre 2020, ha deliberato lo scioglimento volontario e messa in liquidazione della società ai sensi dell'art. 2484 C.C., con effetti dal 1° gennaio 2021.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 60.036.650 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €60.036.650.

Eni West Africa SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 23 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con la perdita di €603.842,92 e ne ha deliberato la copertura mediante utilizzo degli utili portati a nuovo per €101.700,67 e di parte della riserva in conto capitale per €502.142,25.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 10.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €10.000.000.

EniPower SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 22 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €115.355.636,17 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di €91.943.425,71, pari a €0,0973 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €17.644.428,65. Eni ha incassato il dividendo in data 11 maggio 2020.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 944.947.849 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €944.947.849.

EniProgetti SpA – Venezia

L'Assemblea del 23 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con la perdita di €14.965.969,35 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo, per pari importo, della riserva in conto capitale. L'Assemblea ha altresì approvato di reintegrare la riserva in conto capitale per un importo di €14.965.969,35 e di costituire la riserva copertura perdite future per un importo pari a €5.034.030,65. Eni ha versato

la somma complessiva di €20.000.000 in data 15 giugno 2020. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 400.000 azioni del valore nominale di €5,16, pari al 100% del capitale sociale di €2.064.000.

EniServizi SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 3 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €426.907,74 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di €390.331,95, pari a €0,15 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €15.230,40. Eni ha incassato il dividendo in data 22 aprile 2020.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 2.602.213 azioni del valore nominale di €5,16, pari al 100% del capitale sociale di €13.427.419,08.

Floaters SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 22 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €27.775.596,04 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €28.016.800, pari a €0,14 per azione, utilizzando allo scopo anche parte della riserva sovrapprezzo azioni per €159.791,20 e utili portati a nuovo per €81.412,76. Eni ha incassato la quota di propria spettanza in data 26 maggio 2020.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 200.120.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €200.120.000.

Ieoc SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 23 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con la perdita di €115.090,21 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo della riserva copertura perdite future.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 7.518 azioni del valore nominale di €1.000, pari al 100% del capitale sociale di €7.518.000.

LNG Shipping SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 7 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €6.424.564,53 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di €6.118.860, pari a €0,0254 per azione, utilizzando allo scopo anche utili portati a nuovo di €16.907,77, portando a nuovo l'utile residuo di €1.384,07. Eni ha incassato il dividendo in data 30 aprile 2020.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 240.900.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €240.900.000.

Raffineria di Gela SpA – Gela

In data 21 febbraio 2020, Eni ha operato un versamento in conto capitale, senza obbligo di restituzione, di €98.000.000 a titolo di dotazione per la copertura perdite presenti o future.

L'Assemblea del 23 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con la perdita di €139.383.426 e ha deliberato di coprire la perdita mediante l'utilizzo, per pari importo, della riserva per copertura perdite future.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 15.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €15.000.000.

Serfactoring SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 7 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €291.620,80 e ha deliberato di distribuire un dividendo di €270.000, pari a €0,27 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €21.620,80. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €132.300 in data 29 aprile 2020.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 490.000 azioni del valore nominale di €5,16, pari al 49% del capitale sociale di €5.160.000.

Servizi Aerei SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 7 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con la perdita di €663.421,06 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 79.817.238 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €79.817.238.

Servizi Fondo Bombe Metano SpA – Roma

L'Assemblea del 23 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €290.534 e ne ha deliberato il riporto a nuovo previo accantonamento alla riserva legale. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 26.115.385 azioni del valore nominale di €0,52, pari al 100% del capitale sociale di €13.580.000,20.

Società Petrolifera Italiana SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 23 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con la perdita di €2.774.918,23. L'Assemblea ha altresì deliberato la copertura delle perdite complessive al 31 dicembre 2019, pari a €6.039.779,22, mediante la riduzione del capitale sociale da €13.877.600 a €8.034.400 tramite la riduzione del valore nominale di ciascuna delle n. 73.040.000 azioni in circolazione da €0,19 a €0,11 e quindi per €5.843.200 e il riporto a nuovo della perdita residua di €196.579,22.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 73.013.797 azioni del valore nominale di €0,11, pari al 99,96413% del capitale sociale di €8.034.400.

Trans Tunisian Pipeline Company SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 22 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €157.070.642,61 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di

€157.070.000, pari a €1.430,52 per azione, utilizzando allo scopo anche utili portati a nuovo di €151,48, portando a nuovo l'utile residuo di €794,09. Eni ha incassato il dividendo in data 4 maggio 2020.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 109.800 azioni del valore nominale di €10, pari al 100% del capitale sociale di €1.098.000.

Versalis SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 30 marzo 2020 ha approvato il bilan-

cio al 31 dicembre 2019 che chiude con la perdita di €427.108.522 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea ha altresì deliberato di operare una copertura parziale delle perdite tramite versamento in conto capitale di €300.000.000. Eni ha versato la somma di €300.000.000 in data 31 marzo 2020.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 1.364.790.000 azioni prive di indicazione del valore nominale, pari al 100% del capitale sociale di €1.364.790.000.

IMPRESE COLLEGATE E A CONTROLLO CONGIUNTO

AL 31 DICEMBRE 2020

Mariconsult SpA – Milano

L'Assemblea del 28 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €270.878,06 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €270.860, pari a €135,43 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €18,06. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €135.430 in data 28 maggio 2020.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 1.000 azioni del valore nominale di €60, pari al 50% del capitale sociale di €120.000.

Norpipe Terminal HoldCo Limited – Londra (Regno Unito)

Il Consiglio di Amministrazione del 2 aprile 2020, ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di £29.330.000 e ha deliberato la distribuzione di un interim dividend per £6.348.382,98. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza pari a £901.516,56 in data 15 aprile 2020. Successivamente gli azionisti hanno deliberato: (i) un secondo interim dividend per £6.515.445,69. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza pari a £925.240,68 in data 15 luglio 2020; (ii) un terzo interim dividend per £7.629.197,09. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza pari a £1.083.401,48 in data 15 ottobre 2020; (iii) un quarto interim dividend per £5.011.881,30. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza pari a £711.723,60 in data 29 dicembre 2020.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 790.804 azioni del valore nominale di £0,00001, pari al 14,20073% del capitale sociale di £55,69.

Saipem SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 29 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con una perdita di €84.637.335,58 e ha deliberato di coprire la perdita mediante l'utilizzo della riserva di utili portati a nuovo di precedenti esercizi. L'Assemblea ha altresì deliberato di distribuire agli azionisti ordinari e di risparmio un dividendo ordinario di €0,01 per azione, utilizzando allo scopo gli utili portati a nuovo di esercizi precedenti. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza, pari a €3.087.679,68 in data 20 maggio 2020.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 308.767.968 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale, pari al 30,54153% del capitale sociale di €2.191.384.693.

Seram SpA – Fiumicino

L'Assemblea del 25 giugno 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €420.983 e ne ha deliberato l'accantonamento alla riserva straordinaria.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 1.500 azioni del valore nominale di €142, pari al 25% del capitale sociale di €852.000.

Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA – Roma

L'Assemblea del 31 marzo 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di €5.537.107 e ha deliberato di distribuire un dividendo di €9.008.200, pari a €2,92 per azione, utilizzando allo scopo anche parte della riserva sovrapprezzo azioni per €3.471.093. Eni ha incassato la quota di propria spettanza di €6.305.740 in data 20 aprile 2020. L'Assemblea ha altresì deliberato il trasferimento della sede legale della società da San Donato Milanese a Roma.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 2.159.500 azioni del valore nominale di €1, pari al 70% del capitale sociale di €3.085.000.

Transmed SpA – Milano

L'Assemblea del 28 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di € 9.906.521,94 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €9.906.504, pari a €41,2771 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €17,94. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €4.953.252 in data 28 maggio 2020.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 120.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 50% del capitale sociale di €240.000.

Transmediterranean Pipeline Company Ltd – St. Helier (Channel Islands)

L'Assemblea dell'8 luglio 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con l'utile di \$17.810.522 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di \$17.810.522, pari a \$17,27499 per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di \$8.905.261 in data 20 luglio 2020.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 515.500 azioni del valore nominale di \$10, pari al 50% del capitale sociale di \$10.310.000.

Unión Fenosa Gas SA – Madrid (Spagna)

L'Assemblea del 15 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con la perdita di €11.781.607,24 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 273.100 azioni del valore nominale di €60, pari al 50% del capitale sociale di €32.772.000.

IMPRESE JOINT OPERATION AL 31 DICEMBRE 2020

Mozambique Rovuma Venture SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 20 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude con la perdita di €37.549.395,95, di cui €37.816.616,42 relativi alla perdita della gestione ordinaria e €267.220,47 relativi all'utile della gestione "Patrimonio Destinato" e ha deliberato di coprire la perdita di €37.816.616,42 della gestione ordinaria mediante l'utilizzo per pari importo della riserva in conto capitale e di riportare a nuovo l'utile di competenza del Patrimonio Destinato pari a €267.220,47. L'Assemblea del 19 novembre 2020 ha deliberato un intervento sul capitale per €45.000.000 (€16.071.428,25 in quota Eni), dei quali €6.000.000 versati in data 26 novembre 2020 (€2.142.857,10 in quota Eni).

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 7.142.857 azioni del valore nominale di €1, pari al 35,714285% del capitale sociale di €20.000.000.

Raffineria di Milazzo ScpA – Milazzo

L'Assemblea del 29 aprile 2020 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2019 che chiude in pareggio.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2019 è rimasta immutata in n. 175.000 azioni del valore nominale di €488,98, pari al 50% del capitale sociale di €171.143.000.

Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi dalla revisione

Tipologia di servizi	Revisore della capogruppo			Rete del revisore della capogruppo			Totale		
	Società capogruppo	Società controllate ⁽¹⁾	Gruppo Eni	Società capogruppo	Società controllate ⁽¹⁾	Gruppo Eni	Società capogruppo	Società controllate ⁽¹⁾	Gruppo Eni
Revisione legale dei conti	8.693	3.976	12.669	-	6.621	6.621	8.693	10.597	19.290
Servizi di attestazione	86	86	172	-	143	143	86	229	315
Servizi di consulenza fiscale	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri servizi	973	81	1.053	-	359	359	973 ⁽²⁾	439 ⁽³⁾	1.412
Totale corrispettivi	9.752	4.142	13.894	-	7.123	7.123	9.752	11.265	21.017

(1) Si intendono: (i) società controllate, di cui alla Direttiva Transparency, riconducibili essenzialmente, alle società considerate controllate secondo le disposizioni dei principi contabili internazionali e secondo le normative civilistiche applicabili e (ii) società collegate e a controllo congiunto (joint ventures), rilevanti ai fini SEC che rispettano i parametri ai fini dell'indipendenza secondo la normativa statunitense.

(2) Gli altri servizi di revisione forniti da PwC SpA alla capogruppo sono relativi principalmente a servizi per l'emissione di comfort letter in occasione di emissioni obbligazionarie, ai servizi di revisione della relazione predisposta da Eni SpA sui pagamenti ai governi, alle verifiche sui raddoppi dei costi/tariffe e alla revisione del bilancio di sostenibilità.

(3) Gli altri servizi di revisione forniti dalle società appartenenti al network PwC alle società controllate e dalla sua rete sono relativi principalmente alle verifiche sui raddoppi dei costi.



Eni SpA

Sede Legale

Piazzale Enrico Mattei, 1 - Roma - Italia

Capitale Sociale al 31 dicembre 2020: € 4.005.358.876,00 interamente versato

Registro delle Imprese di Roma, codice fiscale 00484960588

Partita IVA 00905811006

Altre Sedi

Via Emilia, 1 - San Donato Milanese (MI) - Italia

Piazza Ezio Vanoni, 1 - San Donato Milanese (MI) - Italia

Contatti

eni.com

+39-0659821

800940924

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

Tipografia Facciotti - Roma



Stampato su carta Fedrigoni Arena



ELEMENTAL
CHLORINE
FREE
GUARANTEED



