



CORTE DEI CONTI

---

SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

DETERMINAZIONE E RELAZIONE  
SUL RISULTATO DEL CONTROLLO ESEGUITO  
SULLA GESTIONE FINANZIARIA  
DI ENI S.P.A.

2020

Determinazione del 21 dicembre 2021, n. 138.



CORTE DEI CONTI





CORTE DEI CONTI

---

SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

DETERMINAZIONE E RELAZIONE  
SUL RISULTATO DEL CONTROLLO ESEGUITO  
SULLA GESTIONE FINANZIARIA  
DI ENI S.P.A.

2020

Relatore: Presidente di sezione Manuela Arrigucci

Ha collaborato

per l'istruttoria e l'elaborazione dei dati:

dott. Roberto Andreotti



## CORTE DEI CONTI

---

### SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

nell'adunanza del 21 dicembre 2021 tenutasi in videoconferenza, ai sensi dell'art. 85, comma 8 bis, del decreto legge 17 marzo 2020 n. 18, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 aprile 2020 n. 27, più volte modificato, da ultimo, dall'art. 6, comma 1, del decreto legge 23 luglio 2021, n. 105 convertito, con modificazioni, dalla legge 16 settembre 2021, n. 126 e secondo le "Regole tecniche e operative" adottate con i decreti del Presidente della Corte dei conti del 18 maggio 2020, n. 153 e del 27 ottobre 2020 n. 287;

visto l'art. 100, comma secondo, della Costituzione;

visto il testo unico delle leggi sulla Corte dei conti, approvato con r.d. 12 luglio 1934, n. 1214;

viste le leggi 21 marzo 1958, n. 259 e 14 gennaio 1994, n. 20;

visto il decreto del Presidente della Repubblica in data 11 marzo 1961 con il quale l'ENI, Ente Nazionale Idrocarburi, è stato sottoposto al controllo della Corte dei conti;

vista la legge 8 agosto 1992, n. 359, di conversione, con modificazioni, del decreto-legge 11 luglio 1992, n. 333, con cui l'Ente Nazionale Idrocarburi, da ente di diritto pubblico, costituito con legge 10 febbraio 1953, n. 136, è stato trasformato in società per azioni, assumendo la denominazione di ENI S.p.A.;

visto il bilancio della Società suddetta, relativo all'esercizio finanziario 2020, nonché le annesse relazioni del Consiglio di amministrazione e del Collegio sindacale, trasmessi alla Corte dei conti in adempimento dell'art. 4 della citata legge n. 259 del 1958;

esaminati gli atti;

udito il relatore Presidente di Sezione Manuela Arrigucci e, sulla sua proposta, discussa e deliberata la relazione con la quale la Corte, in base agli atti ed agli elementi acquisiti, riferisce alle Presidenze delle due Camere del Parlamento il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria della Società per l'esercizio 2020;



## CORTE DEI CONTI

---

ritenuto che, assolti così gli adempimenti di legge, si possano comunicare alle dette Presidenze, a norma dell'art. 7 della citata legge n. 259 del 1958, il bilancio di esercizio - corredato delle relazioni degli organi amministrativi e di revisione - e la relazione come innanzi deliberata, che alla presente si unisce, quale parte integrante;

P. Q. M.

comunica, a norma dell'art. 7 della legge n. 259 del 21 marzo 1958, alle Presidenze delle due Camere del Parlamento, insieme con il bilancio per l'esercizio 2020 di ENI S.p.A. - corredato delle relazioni degli organi amministrativi e di revisione - l'unita relazione con la quale la Corte riferisce il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria della Società medesima per detto esercizio.

PRESIDENTE RELATORE  
*Manuela Arrigucci*

DIRIGENTE  
*Fabio Marani*  
depositata in segreteria

# SOMMARIO

PREMESSA .....	1
1. PROFILI ORDINAMENTALI .....	2
1.1 Oggetto sociale e assetto societario .....	2
1.2 Elementi di sintesi dell'esercizio 2020 ed emergenza pandemica .....	4
1.3 Sistema normativo interno .....	5
2. IL GOVERNO SOCIETARIO, GLI ORGANI E IL SISTEMA DEI CONTROLLI.....	7
2.1 La <i>Corporate Governance</i> .....	7
2.2 L'Assemblea degli azionisti.....	7
2.3 Il Consiglio di amministrazione .....	10
2.3.1 Il Presidente .....	12
2.3.2 L'Amministratore delegato .....	13
2.3.3 I Comitati .....	14
2.4 Il Collegio sindacale .....	15
2.5 La remunerazione degli organi e della dirigenza .....	16
2.6 Il sistema di controllo interno e gestione dei rischi .....	18
2.7 Il sistema normativo anticorruzione .....	22
3. LE RISORSE UMANE .....	24
3.1 Personale e costo del lavoro in Eni S.p.A. ....	24
3.2 Personale e costo del lavoro del Gruppo.....	25
3.2.1 Valutazione delle <i>performance</i> .....	29
3.2.2 Formazione.....	29
3.2.3 Contenzioso del lavoro.....	30
3.2.4 La sicurezza .....	31
3.2.5 Costo del lavoro .....	32
4. STRUTTURA ORGANIZZATIVA, PROFILI GESTIONALI E OPERATIVI, PARTECIPAZIONI.....	34
4.1 La nuova struttura organizzativa.....	34
4.2 Principali risultati per settori operativi .....	35
4.2.1 Settore <i>Exploration &amp; Production</i> (E&P) .....	36
4.2.2 Settore <i>Global Gas &amp; LNG Portfolio</i> .....	36
4.2.3 Settore <i>Refining &amp; Marketing</i> (R&M) e Chimica.....	37
4.2.4 Settore <i>Eni gas e luce, Power &amp; Renewables</i> .....	37

4.3 Attività di approvvigionamento.....	38
4.3.1 Attività negoziale posta in essere nel 2020.....	39
4.3.2 Tipologia degli atti negoziali.....	40
4.3.3 Numero e valore dei contratti superiori ai 500.000 euro.....	41
4.3.4 Procedure di affidamento .....	42
5. PIANO OPERATIVO 2021-2024 e DI LUNGO TERMINE ( <i>ROAD MAP</i> 2050).....	46
5.1 Dettagli per linea di <i>business</i> del Piano 2021-2024 e Piano di lungo termine al 2050.....	47
5.2 Operazioni più rilevanti di Eni S.p.A. nel 2020 .....	50
6. CONTENZIOSO .....	55
6.1 Procedimenti civili o amministrativi in materia di salute, sicurezza e ambiente.....	63
6.2 Procedimenti in materia di responsabilità penale amministrativa di impresa.....	69
6.3 Altri procedimenti penali .....	71
6.4 Contenziosi fiscali.....	73
6.5 Procedimenti in materia di diritto della concorrenza.....	74
6.6 Contenziosi definiti .....	74
7. I RISULTATI DELLA GESTIONE DI ENI S.P.A. ....	78
7.1 Contenuto e forma del bilancio di esercizio di Eni S.p.A. ....	78
7.2 Lo stato patrimoniale .....	79
7.2.1 L'attivo dello stato patrimoniale .....	79
7.2.2 Il passivo dello stato patrimoniale .....	85
7.3 Il conto economico .....	96
7.4 Il rendiconto finanziario .....	104
8. BILANCIO CONSOLIDATO DEL GRUPPO ENI .....	107
8.1 Sintesi dei risultati del Gruppo nell'esercizio 2020.....	107
8.1.1 Risultati consolidati del primo semestre e del terzo trimestre 2021.....	109
8.1.2 Risultati del Gruppo del terzo trimestre 2021 .....	111
8.2 Contenuto e forma del bilancio consolidato nel 2020.....	112
8.3 Lo stato patrimoniale .....	113
8.3.1 L'attivo dello stato patrimoniale .....	113
8.3.2 Il passivo dello stato patrimoniale .....	119
8.4 Il conto economico .....	130
8.5 Il rendiconto finanziario .....	137
9. CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE.....	140

## INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 - Composizione azionariato.....	3
Tabella 2 - Presenza di genere negli organi di amministrazione e controllo .....	8
Tabella 3 - Compensi spettanti agli organi.....	18
Tabella 4 - La gestione delle segnalazioni* .....	21
Tabella 5 - Personale Eni S.p.A. ....	24
Tabella 6 - Costo del lavoro in Eni S.p.A. ....	24
Tabella 7 - Personale del Gruppo .....	26
Tabella 8 - Composizione del personale del Gruppo Eni distinto per qualifica.....	27
Tabella 9 - Occupazione con riferimento alle pari opportunità .....	27
Tabella 10 - Occupati per area geografica .....	28
Tabella 11 - Formazione .....	29
Tabella 12 - Formazione anti-corrruzione.....	30
Tabella 13 - Contenzioso in materia di lavoro .....	31
Tabella 14 - Infortuni sul lavoro .....	32
Tabella 15 - Costo del lavoro Gruppo Eni .....	33
Tabella 16 - Imprese controllate e collegate al 31 dicembre 2020 .....	43
Tabella 17 - Stato patrimoniale - Eni S.p.A. - attivo.....	79
Tabella 18 - Crediti commerciali e altri crediti .....	80
Tabella 19 - Partecipazioni .....	83
Tabella 20 - Variazioni partecipazioni .....	84
Tabella 21 - Stato patrimoniale - Eni S.p.A. - passivo .....	86
Tabella 22 - Debiti commerciali e altri debiti .....	87
Tabella 23 - Altre passività correnti .....	87
Tabella 24 - Passività finanziarie a breve, a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine .....	88
Tabella 25 - Prestiti obbligazionari.....	89
Tabella 26 - Indebitamento finanziario netto.....	90
Tabella 27 - Altre passività non correnti.....	91
Tabella 28 - Patrimonio netto .....	92

Tabella 29 - Variazione del patrimonio netto .....	94
Tabella 30 - Strumenti finanziari derivati e <i>hedge accounting</i> .....	95
Tabella 31 - Conto economico - Eni S.p.A.....	96
Tabella 32 - Ricavi della gestione caratteristica .....	97
Tabella 33 - Proventi e oneri finanziari.....	99
Tabella 34 - Proventi netti su partecipazioni .....	100
Tabella 35 - Dettaglio proventi su partecipazioni .....	101
Tabella 36 - Dettaglio svalutazioni e altri oneri.....	102
Tabella 37 - Imposte sul reddito .....	103
Tabella 38 - Rendiconto finanziario - Eni S.p.A.....	105
Tabella 39 - Risultati del Gruppo del primo semestre 2021.....	110
Tabella 40 - Stato patrimoniale consolidato - attivo.....	113
Tabella 41 - Immobili, impianti e macchinari .....	116
Tabella 42 - Partecipazioni (metodo del patrimonio netto).....	118
Tabella 43 - Stato patrimoniale consolidato - passivo .....	120
Tabella 44 - Passività finanziarie a breve termine.....	121
Tabella 45 - Debiti commerciali ed altri debiti.....	121
Tabella 46 - Passività finanziarie non correnti.....	122
Tabella 47 - Fondi per rischi e oneri .....	123
Tabella 48 - Patrimonio netto di Eni.....	125
Tabella 49 - Indebitamento finanziario netto e <i>leverage</i> .....	127
Tabella 50 - Strumenti finanziari derivati e <i>hedge accounting</i> .....	129
Tabella 51 - Conto economico consolidato.....	131
Tabella 52 - Ricavi della gestione caratteristica .....	132
Tabella 53 - Utile operativo .....	134
Tabella 54 - Utile operativo <i>adjusted</i> .....	135
Tabella 55 - Rendiconto finanziario consolidato riclassificato .....	138

## INDICE DEI GRAFICI

Grafico 1 .....	41
Grafico 2 .....	42

## **PREMESSA**

Con la presente relazione la Corte dei conti riferisce al Parlamento, a norma dell'art. 7 della legge 21 marzo 1958, n. 259, sul risultato del controllo eseguito, con le modalità dell'art. 12 della medesima legge, sulla gestione finanziaria di Eni S.p.A. per l'esercizio 2020 e sulle questioni più significative emerse successivamente.

La precedente relazione, riguardante l'esercizio 2019, è stata approvata con determinazione n. 127 del 17 dicembre 2020, pubblicata in Atti Parlamentari, XVIII Legislatura, Doc. XV, n. 370.

# 1. PROFILI ORDINAMENTALI

## 1.1 Oggetto sociale e assetto societario

Eni S.p.A. ( di seguito anche “Eni” o “la Società”) opera, quale impresa integrata, in tutta la filiera dell’energia, svolgendo attività di esplorazione, produzione e distribuzione di prodotti energetici.

E’ società emittente, con azioni quotate sul Mercato telematico azionario gestito da Borsa italiana SpA e con titoli quotati negli Stati Uniti sul New York *Stock Exchange* (“NYSE”), tenuta quindi al rispetto di una pluralità di norme, tra cui quelle recate dal decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 (Testo unico della finanza) per il profilo italiano e dalla legge *Sarbanes-Oxley Act* del 2002 (SOA) per il profilo statunitense, con notevoli implicazioni sul piano organizzativo.

Ha sede legale a Roma e due sedi secondarie a San Donato Milanese (MI).

Al 31 dicembre 2020 il Gruppo Eni S.p.A. è presente in 68 Paesi con 30.775<sup>1</sup> dipendenti, di cui 9.605 all’estero. La Società controlla, come Capogruppo, 233 società (47 in Italia e 186 all’estero) e detiene partecipazioni in ulteriori 116 società controllate congiuntamente (*joint venture* e *joint operation*) di cui 30 in Italia e 86 all’estero e altre 26 partecipazioni rilevanti<sup>2</sup> (4 in Italia e 22 all’estero).

Il capitale sociale, costituito da azioni ordinarie nominative indivisibili, ognuna delle quali dà diritto ad un voto, ammonta, al 31 dicembre 2020, ad euro 4.005.358.876, interamente versati, ed è rappresentato da 3.605.594.848 azioni prive di indicazione del valore nominale.

La partecipazione azionaria, diretta o indiretta, è soggetta al limite statutario del tre per cento del capitale sociale (art. 6.1 dello statuto), in attuazione dell’art. 3 del decreto legge 31 maggio 1994, n. 332, convertito, con modificazioni, dalla legge 30 luglio 1994, n. 474, poi modificato dall’art. 3, comma 5, lettere a) e b), del decreto legge 15 marzo 2012, n. 21, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 maggio 2012, n. 56, il quale stabilisce che le società operanti, tra gli altri, nel settore dell’energia possono introdurre nello statuto un limite massimo di possesso azionario non superiore al cinque per cento riferito al singolo socio.

La partecipazione azionaria superiore al tre per cento non incide sull’esercizio dei diritti

---

<sup>1</sup> Il dato comprende le sole società consolidate integralmente.

<sup>2</sup> Riguardano le partecipazioni in imprese diverse dalle controllate, controllate congiunte e collegate superiori al 2 per cento o al 10 per cento del capitale, rispettivamente se quotate o non quotate.

patrimoniali, ma non consente, con riguardo alle azioni eccedenti il limite stesso<sup>3</sup>, l'esercizio del diritto di voto e di qualunque altro diritto diverso da quello patrimoniale.

Da tale limite sono escluse, ai sensi dell'art. 32 dello statuto, secondo quanto previsto dal sopra citato art. 3 del decreto legge n. 332 del 1994, le partecipazioni al capitale Eni detenute dal Ministero dell'economia e delle finanze, da Enti pubblici, o da soggetti da questi controllati (come Cassa depositi e prestiti SpA).

Il citato Ministero, in forza della partecipazione detenuta sia direttamente (con il 4,37 per cento), sia indirettamente (con il 25,96 per cento) tramite Cassa depositi e prestiti SpA (Cdp SpA), società controllata dallo stesso Ministero, dispone quindi dei voti sufficienti per esercitare un'influenza dominante nell'Assemblea ordinaria della Società.

Eni non è soggetta ad attività di direzione e coordinamento, ai sensi dell'art. 2497 del codice civile, da parte dello stesso Ministero e di Cdp SpA.

Si riporta, di seguito, la composizione dell'azionariato sulla base delle segnalazioni nominative, relative ai percettori del dividendo Eni pagato in acconto dell'esercizio 2020, effettuate dagli intermediari<sup>4</sup>.

**Tabella 1 - Composizione azionariato**

Azionisti	Numero azioni	%
Cassa depositi e prestiti	936.179.478	25,96
Ministero dell'economia e delle finanze	157.552.137	4,37
Eni	33.045.197	0,92
Altri	2.478.818.036	68,75
<b>Capitale sociale</b>	<b>3.605.594.848</b>	<b>100,00</b>

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

<sup>3</sup> La norma speciale prevede che la clausola sui limiti al possesso azionario decada allorché il limite sia superato per effetto di un'offerta pubblica di acquisto, a condizione che l'offerente arrivi a detenere, a seguito dell'offerta, una partecipazione almeno pari al 75 per cento del capitale con diritto di voto nelle deliberazioni riguardanti la nomina o la revoca degli amministratori. In base a quanto previsto dall'art. 1, comma 384, della legge n. 266 del 2005 (Legge finanziaria per il 2006), la medesima clausola verrebbe meno qualora nello statuto fossero inserite le norme sull'emissione di azioni o di strumenti finanziari partecipativi previsti dalla disposizione stessa.

<sup>4</sup> Sulla base delle segnalazioni nominative dei percettori del dividendo pagato in acconto dell'esercizio 2020 (data stacco 21 settembre 2020 - record date 22 settembre 2020 - data pagamento 23 settembre 2020) la ripartizione dell'azionariato per area geografica è la seguente: n. 351.042 in Italia (per il 57,20 per cento del capitale Eni); n. 679 in U.K. ed Irlanda (per il 6,20 per cento del capitale Eni); n. 3.141 in altri Stati U.E. (per il 14,39 per cento del capitale sociale); n. 1.239 in Usa e Canada (per l'11 per cento del capitale sociale Eni); n. 1.366 nel resto del mondo (per il 10,29 per cento del capitale sociale). A questi si aggiungono 232.711 azioni per le quali non sono state effettuate segnalazioni nominative (per lo 0,01 per cento del capitale sociale Eni), oltre allo 0,92 per cento di azioni proprie.

Il dividendo relativo all'esercizio 2020, composto da acconto e saldo per un ammontare complessivo di 0,36 euro per azione, è stato corrisposto come segue:

- 23 settembre 2020: pagamento dell'acconto del dividendo 2020 pari a 0,12 euro per azione, con data di stacco il 21 settembre 2020 e *record date* il 22 settembre 2020;
- 26 maggio 2021: pagamento del saldo del dividendo 2020, pari a 0,24 euro per azione, con data di stacco il 24 maggio 2021 e *record date* il 25 maggio 2021.

Nella seduta del 29 luglio 2021 il Consiglio di amministrazione ha deliberato l'avvio del programma di acquisto di azioni proprie per il 2021, per un ammontare massimo di 400 milioni di euro e per un numero di azioni non superiore a 252 milioni, in conformità a quanto previsto dal Piano strategico 2021 - 2024 per uno scenario di riferimento *brent* pari a 65 dollari al barile e in esecuzione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli azionisti del 12 maggio 2021. Gli acquisti sono stati avviati il 23 agosto 2021 e termineranno al più tardi entro il mese di aprile 2022.

## **1.2 Elementi di sintesi dell'esercizio 2020 ed emergenza pandemica**

Nel 2020, anno in cui il contesto economico mondiale è stato fortemente influenzato dalla diffusione del virus Covid 19 e dalle conseguenti restrizioni su mobilità, produzione e servizi, Eni ha avviato interventi volti a garantire la continuità delle attività, rafforzare la resilienza finanziaria e la solidità patrimoniale dell'Azienda e prevenire e mitigare gli effetti del contagio in ambito lavorativo. Nell'esercizio in esame, a fronte di una contrazione delle entrate di cassa di circa 6 miliardi, rispetto alle previsioni d'inizio, la Società è riuscita a generare un flusso di cassa *adjusted* di 6,7 miliardi, così da autofinanziare il 100 per cento degli investimenti organici rimodulati a 5 miliardi, con un *surplus* di 1,7 miliardi. Sul versante dei costi e degli investimenti, ha proceduto alla revisione dei piani di breve-medio termine operando per il biennio 2020-2021 un contenimento della spesa di 8 miliardi. Grazie anche a queste azioni l'Eni è riuscita a chiudere il bilancio in equilibrio, con l'indice di solidità patrimoniale confermato allo 0,3 e il livello di indebitamento rimasto costante rispetto a fine 2019, per effetto del primo collocamento di due *bond* ibridi dell'ammontare complessivo di 3 miliardi.

Il Piano strategico di medio (Piano operativo 2020-2023) e lungo termine, adottato in data 28 febbraio 2020, ha delineato la strategia di transizione energetica al 2050 attraverso un percorso evolutivo e integrato dei singoli *business* con indicazione degli obiettivi operativi al 2035 e 2050.

Tale strategia è stata aggiornata a febbraio 2021 con il nuovo Piano a lungo termine e il Piano d'azione 2021-2024, per ridurre progressivamente l'impronta carbonica delle attività, con l'impegno di raggiungere la totale decarbonizzazione (Scope 1, 2 e 3) legata all'intero ciclo di vita dei prodotti e processi entro il 2050, attraverso un'operazione di diversificazione ed espansione della 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.

Sul fronte organizzativo, in coerenza con la strategia societaria del 2020 di evoluzione del *business* di lungo termine teso a sviluppare e diversificare il proprio portafoglio, rafforzando nel contempo la struttura finanziaria, Eni ha varato nel mese di giugno 2020, con efficacia dal 1° luglio, una nuova struttura organizzativa imperniata sulla costituzione di due Direzioni Generali (Natural Resources, volta a valorizzare, in ottica sostenibile, il portafoglio *upstream* Oil & Gas, ed Energy Evolution, diretta a curare l'evoluzione dei *business* di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio, *blue* e *green*), di cui si riferirà nel prosieguo. Da gennaio 2021 è, inoltre, operativo il nuovo Codice di *Corporate Governance*, approvato nel gennaio 2020 dal Comitato per la *Corporate Governance*, in sostituzione del Codice di autodisciplina delle società quotate del luglio 2018, cui la Società ha aderito con delibera del Consiglio di amministrazione in data 23 dicembre 2020<sup>5</sup>.

### 1.3 Sistema normativo interno

Ogni attività operativa di Eni è riconducibile alla mappa dei processi funzionali all'attività aziendale e integrati con le esigenze e i principi di controllo esplicitati nei modelli di *compliance* e *governance*. Essi sono regolati da un Sistema normativo interno che si sviluppa per processi di *business*, trasversali all'assetto organizzativo e societario. Esso è articolato su quattro livelli rappresentati da:

- *Policy* (10 approvate dal Cda), che definiscono i principi e le regole generali di comportamento; essi attengono alle risorse umane, ai rapporti con i *partners*, all'eccellenza operativa, alla *compliance*, alla sostenibilità, etc.;

---

<sup>5</sup> Nelle riunioni del 21 gennaio, 18 febbraio e 1° aprile 2021, il Consiglio ha approvato alcune modalità applicative, anche migliorative, del nuovo Codice, ed è stato definito un "*action plan*" di adeguamento del sistema di *governance* della Società, inclusa l'individuazione delle modifiche da apportare a documenti societari per il recepimento delle nuove raccomandazioni.

- *Management System Guidelines*, articolate in MSG di Processo e MSG di *compliance* e di *governance*. Le prime definiscono, per ciascun processo aziendale, le linee guida individuando ruoli, comportamenti, flussi informativi, principi di controllo; rientrano in detto ambito i processi aziendali sia di *business* (esplorazione, commerciale, gestione materiali, *operations*, manutenzioni, etc) sia di staff (amministrazione, finanza, etc). Le MSG di *compliance* e di *governance* definiscono, per ciascuna tematica, regole di riferimento finalizzate ad assicurare il rispetto di leggi, regolamenti o norme di autodisciplina, ovvero, nel caso della *governance*, il sistema e le regole di riferimento nel governo societario, individuando ruoli, comportamenti, flussi informativi, principi e/o standard di controllo. Nel dettaglio, si tratta di 48 *Management System Guideline* ("MSG"), approvate di norma dal CdA, così ripartite:
  - 1 MSG del sistema normativo, che definisce il processo di gestione del sistema stesso;
  - 34 MSG di processo che definiscono le linee guida finalizzate ad un'adeguata gestione di ogni processo di riferimento e dei relativi rischi, anche in un'ottica di *compliance* integrata;
  - 13 MSG di *compliance* e *governance*: Codice delle pratiche commerciali e della pubblicità; modello di *compliance* in materia di responsabilità di impresa per le società controllate italiane di Eni - Composizione Odv; modello di *compliance* in materia di responsabilità di impresa per le società controllate estere di Eni; *Corporate Governance* delle società di Eni; abuso delle informazioni di mercato (Emittenti); anti-corrruzione; antitrust; operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate; *privacy* e *data protection*; sanzioni economiche e finanziarie; sistema di controllo interno e gestione dei rischi; sistema di controllo interno Eni sull'informativa finanziaria; condotte di mercato e regolamentazione finanziaria;
- Procedure, che definiscono le modalità operative con cui le attività della società devono essere svolte;
- *Operating instruction*, che definiscono il dettaglio delle modalità operative riferite alla specifica funzione/unità organizzativa/area professionale o famiglia professionale ovvero alle persone e funzioni di Eni coinvolte negli adempimenti nelle stesse disciplinate.

## 2. IL GOVERNO SOCIETARIO, GLI ORGANI E IL SISTEMA DEI CONTROLLI

### 2.1 La *Corporate Governance*

La struttura di *Corporate Governance* della Società è articolata secondo il modello tradizionale che - fermi i compiti dell'Assemblea - attribuisce la gestione strategica al Consiglio di amministrazione e le funzioni di vigilanza al Collegio sindacale.

La revisione legale dei conti è affidata ad una società di revisione, incaricata dall'Assemblea degli azionisti<sup>6</sup>.

Il sistema di governo societario si conforma, in linea generale, alle disposizioni del Testo unico della finanza, allo Statuto, alle raccomandazioni contenute nel Codice di autodisciplina delle società quotate del luglio 2018, sostituito dall'1 gennaio 2021 dal Codice di *Corporate Governance*, al Codice etico.

Il Codice etico del 2008, a seguito delle modifiche introdotte nel 2020 con delibera del Consiglio di amministrazione del 18 marzo, ha assunto la connotazione di "carta di valori", intesa come essenza e cultura aziendale diretta a guidare i comportamenti di tutta la forza lavoro verso gli obiettivi perseguiti, nel rispetto dei principi di trasparenza e integrità. Esso, superando il ruolo del "garante del Codice etico", prima attribuito all'Odv, valorizza i vari canali sviluppati nel tempo per raccogliere le segnalazioni, ritenuti idonei anche per le tematiche relative al Codice etico, e riconosce alla direzione di *compliance* integrata il ruolo di struttura di supporto nell'interpretazione e diffusione del Codice. E' anche previsto che i rappresentanti indicati da Eni negli organi sociali delle partecipate, nei consorzi e nelle *joint-venture* promuovano i principi e i contenuti del Codice negli ambiti di rispettiva competenza.

### 2.2 L'Assemblea degli azionisti

In base allo statuto, l'Assemblea ordinaria deve tenersi almeno una volta l'anno entro 180 giorni dalla chiusura dell'esercizio.

---

<sup>6</sup> La revisione legale è affidata, ai sensi di legge, ad una società di consulenza, il cui incarico è stato approvato dall'Assemblea del 10 maggio 2018 per gli esercizi 2019-2027, su proposta motivata del Collegio sindacale. Nella riunione del 16 gennaio 2020 il Collegio sindacale ha approvato il documento "Gestione degli incarichi di revisione legale" nel quale sono definiti i principi generali di riferimento in tema di conferimento e revoca dell'incarico, indipendenza della società di revisione e cause di incompatibilità, responsabilità e obblighi informativi della società di revisione, regolamentazione dei flussi informativi verso la società e SEC.

Le modalità di svolgimento sono determinate in un apposito regolamento.

L'Assemblea nomina, per un periodo non superiore a tre esercizi, con possibilità di rielezione, il Presidente del Consiglio di amministrazione, gli amministratori e il Presidente ed i componenti del Collegio sindacale, mediante un sistema di votazione per liste, disciplinato dallo statuto, che assicura la presenza nel Consiglio stesso e nel Collegio sindacale anche degli azionisti di minoranza.

Lo Statuto disciplina, inoltre, l'applicazione delle disposizioni legislative sull'equilibrio di genere nella nomina dei Consiglieri e dei componenti del Collegio sindacale. A tal fine, è stato modificato, con delibera del Consiglio di amministrazione del 27 febbraio 2020, per adeguarlo alle nuove disposizioni in materia recate dalla legge 27 dicembre 2019, n. 160.

Nell'Assemblea del 13 maggio 2020 è stato nominato il nuovo Consiglio di amministrazione, confermato nella composizione di nove amministratori, con una durata del mandato per tre esercizi, e comunque sino alla data dell'Assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2022.

Il precedente Consiglio di amministrazione era stato nominato dall'Assemblea del 13 aprile 2017.

In occasione del rinnovo degli organi nel 2020, l'Assemblea ha assicurato un'equilibrata rappresentanza di genere, nominando quattro consiglieri donna su nove, pari ad oltre 2/5 del totale.

L'Assemblea ha, inoltre, nominato due sindaci effettivi di genere femminile su cinque. A seguito di dimissioni di un componente, l'Assemblea del 12 maggio 2021 ha nominato un altro sindaco di genere femminile.

Attualmente la presenza del genere femminile negli organi di amministrazione e controllo è la seguente:

**Tabella 2 - Presenza di genere negli organi di amministrazione e controllo**

	2017-2020	2020-2023
Presenza donne nel Consiglio di amministrazione	33%	44%
Presenza donne nel Collegio sindacale	40%	60%

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

L'Assemblea ordinaria, tenutasi il 12 maggio 2021, ha deliberato:

- l'approvazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2020 di Eni S.p.A., che chiude con l'utile di 1.606.976.739,49 euro;
- l'attribuzione del predetto utile, 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: a) 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 del dividendo 2020 di 0,24 euro da effettuarsi il 26 maggio 2021 con data di stacco il 24 maggio 2021 e "record date" il 25 maggio 2021; b) l'utile residuo alla riserva disponibile.

L'Assemblea ha, altresì, deliberato, fra l'altro:

- di approvare l'eventuale utilizzo della/e riserva/e disponibile/i di Eni S.p.A. ai fini della distribuzione, in tutto o in parte, dell'acconto dividendo per l'esercizio 2021 in coerenza con le indicazioni previste dalla Politica di remunerazione degli azionisti approvata dal Consiglio di amministrazione di Eni S.p.A. in data 18 febbraio 2021, delegando il Consiglio di amministrazione a procedervi, previo accertamento in sede di approvazione della relazione semestrale 2021 della sussistenza delle relative condizioni di legge, nonché di quelle previste a tal fine dalla Politica di remunerazione degli azionisti;
- di autorizzare il Consiglio di amministrazione - ai sensi e per gli effetti dell'art. 2357 del codice civile - a procedere all'acquisto di azioni della Società, in più volte, per un periodo di diciotto mesi dalla data della delibera, fino ad un massimo del 7 per cento del capitale sociale per un esborso complessivo di 1.600 milioni di euro, per il perseguimento della finalità e nel rispetto delle condizioni di scenario indicate nella relazione illustrativa del Consiglio di amministrazione, nei termini e alle ulteriori condizioni ivi indicati;
- di conferire al Consiglio di amministrazione - con facoltà di delega all'Amministratore delegato e di subdelega da parte dello stesso - ogni potere occorrente per dare

esecuzione alle deliberazioni relative all'acquisto di azioni proprie e di provvedere all'informativa al mercato richiesta dalla normativa;

- di nominare un sindaco effettivo e un sindaco supplente per la durata del Collegio sindacale in carica e, pertanto, fino alla data dell'Assemblea che approverà il bilancio al 31 dicembre 2022.

Infine, ha deliberato in senso favorevole sulla Relazione (seconda sezione) sui compensi corrisposti prevista dall'art. 123-ter, comma 4, del Testo unico della finanza e ha respinto la richiesta di un'azione di responsabilità presentata da alcuni azionisti.

## 2.3 Il Consiglio di amministrazione

In linea con le raccomandazioni del Codice di autodisciplina 2018 e del nuovo Codice di *corporate governance* al Consiglio è affidato un ruolo strategico e una posizione di assoluta centralità nel sistema di *Corporate Governance* della Società, con ampie competenze, anche in materia di organizzazione della Società e del Gruppo e di sistema di controllo interno e gestione dei rischi.

Il Consiglio definisce il sistema e le regole di governo societario della Società e del Gruppo e approva la Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari; approva le linee fondamentali del sistema normativo interno, le *Policy* e, di norma, le MSG di "*compliance*" e di "*governance*"; esamina e approva i *budget*, la Relazione finanziaria annuale, la Relazione finanziaria semestrale, le operazioni della Società e delle sue controllate, i piani strategici, industriali e finanziari, della Società e del Gruppo, monitorandone periodicamente l'attuazione, nonché gli accordi di carattere strategico della Società; istituisce i Comitati interni del Consiglio, con funzioni istruttorie, propositive e consultive, nominandone i membri e i Presidenti; attribuisce e revoca le deleghe all'Amministratore delegato e alla Presidente, definendone i limiti e le modalità di esercizio; definisce le linee fondamentali dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile, ivi compreso il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, della Società, delle controllate aventi rilevanza strategica e del Gruppo; approva con cadenza almeno annuale, il piano di *audit* predisposto dal Responsabile della funzione di *Internal Audit*.

Il Principio I del nuovo Codice di *Corporate Governance* prevede che "l'organo di amministrazione guida la società perseguendone il successo sostenibile", e attribuisce,

pertanto, all'organo un ruolo centrale nella definizione delle politiche di sostenibilità e nell'approvazione della relativa rendicontazione.

Nell'ambito delle raccomandazioni espresse dal nuovo Codice, secondo cui l'organo di amministrazione definisce anche la natura e il livello di rischio compatibile con gli obiettivi strategici della società, Eni ha stabilito che il Consiglio, supportato dalla funzione di *risk management* aziendale, definisce la natura e il livello di rischio compatibile con gli obiettivi strategici, includendo nelle proprie valutazioni tutti gli elementi che possono assumere rilievo nell'ottica del successo sostenibile.

In tema di diversità di genere, il nuovo Codice raccomanda alle società di applicare la quota di un terzo per il genere meno rappresentato negli organi di amministrazione e controllo a partire dal primo rinnovo successivo alla cessazione degli effetti di disposizioni legislative che impongano una quota pari o superiore a quella raccomandata dal Codice.

Al riguardo, come già detto, il 27 febbraio 2020 il Consiglio aveva introdotto una modifica dello statuto in materia di quote di genere nella composizione degli organi sociali, in adesione alle modifiche normative apportate dalla legge n. 160 del 2019, che prevede che, per sei mandati consecutivi, gli organi di amministrazione e di controllo debbano essere composti da almeno 2/5 del genere meno rappresentato.

Nel corso del 2020 il Consiglio di amministrazione si è riunito 15 volte con la partecipazione di tutti i componenti.

### **Amministratori indipendenti**

A seguito delle valutazioni effettuate il 14 maggio 2020 al momento dell'insediamento degli organi, il numero di Amministratori indipendenti presenti in Consiglio (7 su 9 Amministratori in carica, di cui 8 non esecutivi) si è confermato superiore alle previsioni statutarie e di autodisciplina.

Le verifiche periodiche sul mantenimento dei requisiti di indipendenza da parte degli Amministratori sono svolte dal Consiglio di amministrazione con il supporto del Comitato per le nomine, che svolge una preventiva istruttoria sulla base delle dichiarazioni rilasciate dagli Amministratori e delle informazioni a disposizione della Società, sia secondo i criteri definiti dal Testo unico della finanza sia in base ai requisiti previsti dal Codice di autodisciplina 2018.

Con riferimento alla tematica degli amministratori indipendenti, a seguito dell'adesione al nuovo Codice, il Consiglio di amministrazione, prima di procedere alla verifica annuale, ha riesaminato i criteri per la valutazione dell'indipendenza, confermando quelli già individuati in applicazione del Codice di autodisciplina 2018, relativi alla individuazione della remunerazione aggiuntiva, che potrebbe pregiudicare l'indipendenza, nel 30 per cento della remunerazione fissa per la carica, nonché alla identificazione delle società controllate aventi rilevanza strategica (Versalis SpA e Eni International BV) e decidendo di adottare i criteri stabiliti dal nuovo Codice per la definizione degli stretti familiari, come elencati nella parte relativa alle domande e risposte. In relazione al criterio per la valutazione della significatività dei rapporti di cui alla Raccomandazione 7 lett. c) del nuovo Codice, il Consiglio ha confermato il criterio che fa riferimento alle operazioni con parti correlate al di sopra della soglia di esiguità ed escludendo le operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o *standard*.

### **2.3.1 Il Presidente**

Il Presidente, nominato dall'Assemblea per la stessa durata in carica del Cda, ha le funzioni statutarie di rappresentanza, gestendo i rapporti istituzionali della Società in Italia in condivisione con l'Amministratore delegato.

Egli svolge un ruolo centrale nel sistema dei controlli interni; in particolare, gestisce il rapporto gerarchico tra il Consiglio di amministrazione e il Direttore *internal audit*, fatta salva la dipendenza funzionale dello stesso Direttore dal Comitato controllo e rischi e dall'Amministratore delegato, quale amministratore incaricato di sovrintendere al Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

Il supporto, nello svolgimento delle relative funzioni, è assicurato dal segretario del Consiglio di amministrazione.

L'attuale Presidente è stata nominata nell'Assemblea del 13 maggio 2020; nel Consiglio di amministrazione del 14 maggio 2020 sono state confermate le stesse funzioni attribuite alla Presidente uscente e conferite le deleghe per l'individuazione e promozione di progetti integrati ed accordi internazionali di rilevanza strategica in condivisione con l'Amministratore delegato.

Nella medesima riunione, subito dopo la nomina, il Consiglio di amministrazione, sulla base delle dichiarazioni rese dagli amministratori e delle informazioni a disposizione della Società,

ha accertato il possesso dei requisiti di indipendenza previsti dalla legge, richiamati dallo statuto della Società, da parte della Presidente.

La Presidente, in base a quanto previsto dal Codice di autodisciplina 2018, non poteva essere dichiarata indipendente essendo un' esponente di rilievo della Società.

Il Consiglio di amministrazione del 1° aprile 2021, previa istruttoria del Comitato per le nomine, ha definito i criteri per la valutazione dell'indipendenza in base al nuovo Codice, secondo le Raccomandazioni 6 e 7, valutando indipendente la Presidente anche per il Codice di *Corporate governance*.

### **2.3.2 L'Amministratore delegato**

Il Consiglio di amministrazione del 14 maggio 2020 ha confermato l'incarico dell'Amministratore delegato, che svolge anche le funzioni di Direttore generale, per il mandato 2020-2023, con le medesime deleghe del precedente mandato.

All'Amministratore delegato è affidata la gestione della Società, fatte salve le attribuzioni che il Consiglio si è riservato in via esclusiva e di quelle non delegabili.

Egli si avvale, nell'attività manageriale, in primo luogo, dei dirigenti con responsabilità strategiche (DIRS), ossia di quei soggetti che hanno il potere e la responsabilità, direttamente e indirettamente, di pianificazione, direzione e controllo della Società. L'individuazione dei suddetti DIRS è aggiornata in relazione all'evoluzione della struttura organizzativa della Società; in essa, oltre ai membri degli organi di amministrazione e controllo, vi rientrano i *Chief*, i *Director*, i Direttori generali e i componenti del Comitato di direzione<sup>7</sup>.

L'AD si avvale anche del Comitato *compliance* su tematiche di *compliance/governance* in relazione al sistema normativo aziendale e del Comitato rischi, con funzioni consultive in merito ai principali rischi aziendali (in particolare, in relazione alle risultanze fondamentali del processo di *Risk Management* integrato).

---

<sup>7</sup> Il Comitato di direzione è presieduto dal *Chief Executive Officer* ed è composto attualmente da 21 membri. L'AD si avvale del supporto di questo Comitato in vista delle riunioni del Consiglio di amministrazione e ogni volta che lo ritenga opportuno.

### **2.3.3 I Comitati**

Nell'ambito del Cda sono istituiti tutti i Comitati raccomandati dal Codice di autodisciplina, e cioè il Comitato controllo e rischi, il Comitato per le nomine e il Comitato remunerazione; il Consiglio di amministrazione di Eni ha anche istituito il Comitato sostenibilità e scenari.

I suddetti Comitati sono composti da non meno di tre amministratori; il Cda di Eni ha, inoltre, stabilito che siano in numero inferiore alla maggioranza dei componenti del Consiglio, per non alterare la formazione della volontà consiliare. Tale azione migliorativa è stata confermata dal Consiglio anche a seguito del recepimento delle raccomandazioni del nuovo Codice.

La composizione, i compiti e il funzionamento dei Comitati, che hanno funzioni consultive e propositive, sono disciplinati dal Consiglio, in appositi regolamenti, in coerenza con i criteri fissati dal Codice di autodisciplina.

Con particolare riferimento alla composizione dei Comitati si evidenzia che i Presidenti di tutti i Comitati sono Amministratori indipendenti, ai sensi di legge e di autodisciplina; il Presidente del Comitato controllo e rischi e il Presidente del Comitato sostenibilità e scenari sono, inoltre, Amministratori di minoranza. Peraltro, migliorando le raccomandazioni del Codice di autodisciplina 2018, il Consiglio ha previsto che almeno due componenti del Comitato controllo e rischi possiedano un'adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria o di gestione dei rischi, come indicato nel Regolamento del Comitato stesso (azione migliorativa confermata anche in relazione alla Raccomandazione 35 del nuovo Codice). Anche il Comitato remunerazione ha un numero di componenti in possesso dei requisiti di conoscenza ed esperienza in misura superiore al minimo previsto dal Codice.

Quanto ai flussi informativi, sono state confermate, in linea con le raccomandazioni del nuovo Codice, le previsioni già in essere sin dal 2012 in base alle quali, in ogni riunione del Consiglio, i Presidenti dei Comitati informano il Consiglio stesso sulle questioni più rilevanti esaminate dai Comitati stessi nelle ultime riunioni; il Consiglio di amministrazione di Eni riceve, inoltre, dai Comitati, almeno semestralmente, un'informativa sull'attività svolta.

Il Comitato controllo e rischi supporta il Consiglio di amministrazione, con apposita attività istruttoria, nelle valutazioni e nelle decisioni relative al SCIGR (Sistema di controllo interno e gestione dei rischi), nonché in quelle relative all'approvazione delle relazioni finanziarie e non finanziarie periodiche. Esso è composto da quattro amministratori non esecutivi, indipendenti. Nel corso del 2020 il Comitato si è riunito 20 volte.

Il Comitato remunerazione, che supporta il Consiglio sulle tematiche di remunerazione, è composto da tre amministratori non esecutivi, indipendenti. Nel 2020 si è riunito 10 volte.

Il Comitato per le nomine si occupa delle tematiche connesse alla designazione dei dirigenti e dei componenti degli organi e degli organismi della Società e delle società controllate di competenza del Cda. E' composto da tre amministratori non esecutivi, in maggioranza indipendenti. Nel corso del 2020 si è riunito in totale 13 volte.

Il Comitato sostenibilità e scenari svolge funzioni propositive e consultive nei confronti del Consiglio di amministrazione nelle suddette materie. Esso è composto da cinque amministratori non esecutivi, in maggioranza indipendenti. Nel corso del 2020 il Comitato si è riunito 12 volte.

## **2.4 Il Collegio sindacale**

Il Collegio sindacale svolge le funzioni di vigilanza previste dal testo unico finanza; ai sensi dell'art. 19 del decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 39, come modificato dal decreto legislativo 17 luglio 2016, n. 135, opera quale Comitato per il controllo interno e la revisione contabile, nonché quale *Audit Committee*, ai sensi della normativa statunitense "*Sarbanes-Oxley Act*".

Svolge, inoltre, l'attività di vigilanza disciplinata dall'art. 2391-bis del codice civile, dall'art. 4, comma 6, del regolamento Consob "Operazioni con parti correlate", nonché dalla normativa interna in materia di operazioni con parti correlate.

Lo statuto della Società prevede che il Collegio sia costituito da cinque sindaci effettivi e due supplenti nominati dall'Assemblea per tre esercizi, rieleggibili al termine del mandato. Due sindaci effettivi, tra cui il Presidente, sono designati dagli azionisti di minoranza.

Il 13 maggio 2020 l'Assemblea ha nominato il Presidente del Collegio sindacale e i Sindaci per la durata di tre esercizi e comunque fino alla data dell'Assemblea per l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2022, determinando, altresì, il compenso lordo annuo spettante al Presidente del Collegio sindacale e a ciascun Sindaco effettivo nella misura, rispettivamente, di 85.000 euro e di 75.000 euro, oltre al rimborso delle spese necessarie per lo svolgimento della funzione.

Anche nell'esercizio in esame il Collegio, oltre all'attività di vigilanza ai sensi dell'art. 149 del Testo unico della finanza, ha svolto le funzioni previste quale "Comitato per il controllo interno

e la revisione contabile” ai sensi dell’art. 19 del decreto legislativo n. 39 del 2010, vigilando sul processo di informativa finanziaria, sull’efficacia del sistema di controllo interno, di revisione interna e di gestione del rischio, sulla revisione legale dei conti e sull’indipendenza della società di revisione. Tali funzioni sono coerenti e si pongono in linea di sostanziale continuità rispetto ai compiti affidati al Collegio sindacale dell’Eni in qualità di *Audit Committee* ai fini della normativa statunitense. Nel ruolo predetto di *Audit committee* assume rilievo, tra l’altro, il compito del Collegio di istituire adeguate procedure per la ricezione, l’archiviazione e il trattamento delle segnalazioni, anche anonime, ricevute dalla Società, riguardanti tematiche contabili, di sistema di controllo interno e di revisione contabile.

Nel 2020 i Collegi sindacali che si sono avvicendati hanno tenuto complessivamente 24 riunioni.

## **2.5 La remunerazione degli organi e della dirigenza**

La “Relazione sulla remunerazione Eni”<sup>8</sup> è stata approvata dal Consiglio di amministrazione in data 1° aprile 2021, su proposta del Comitato remunerazione, a valle della Politica sulla remunerazione 2020-2023 approvata dall’Assemblea del 13 maggio 2020.

Il documento espone:

- la politica adottata da Eni SpA per la remunerazione degli amministratori, dei sindaci e dei dirigenti con responsabilità strategiche, per l’intero mandato amministrativo 2020-2023; copre un periodo di tre esercizi, decorrenti dalla citata Assemblea del 13 maggio 2020 sino alla data dell’Assemblea che sarà convocata per l’approvazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2022;
- l’attuazione della politica di competenza 2020, con informazioni sulla consuntivazione dei risultati, nonché, per gli amministratori, i sindaci, l’Amministratore delegato e Direttore generale, i Direttori generali, e, in forma aggregata, per gli altri dirigenti con responsabilità strategiche, i compensi maturati nell’esercizio 2020 e le partecipazioni detenute. La sezione seconda riporta, infine, le informazioni relative all’attuazione 2020 del Piano di incentivazione di lungo termine 2020-2022, secondo quanto previsto dalla regolamentazione vigente.

---

<sup>8</sup> Prevista dall’art. 123-ter del d.lgs. n. 58 del 1998 e dall’art. 84-*quater* del Regolamento emittenti Consob (Delibera n. 11971/99 e successive modifiche ed integrazioni).

Illustrando nel dettaglio le scelte sulla remunerazione, si evidenzia che:

- per la Presidente in carica fino al 13 maggio 2020, sono stati erogati i compensi pro-quota previsti per la carica e per le deleghe conferite deliberati rispettivamente dall'Assemblea del 13 aprile 2017 e dal Consiglio di amministrazione del 19 giugno 2017. Per la Presidente in carica dal 14 maggio 2020, l'Assemblea del 13 maggio 2020 ha mantenuto invariato il compenso per la carica pari a 90.000 euro e il Consiglio di amministrazione del 4 giugno 2020 ha mantenuto invariato, rispetto al mandato precedente, il compenso fisso previsto per le deleghe conferite, pari a 410.000 euro;
- anche per l'Amministratore delegato e Direttore generale, il cui mandato è stato rinnovato in continuità con il rapporto di lavoro dirigenziale, il Consiglio di amministrazione del 4 giugno 2020 ha mantenuto invariata, rispetto al mandato precedente, la remunerazione fissa complessiva pari a 1.600.000 euro (600.000 euro per la carica di Amministratore delegato e 1.000.000 in qualità di Direttore generale). Tale remunerazione assorbe il compenso assembleare previsto per la carica di Amministratore nonché i compensi eventualmente spettanti per la partecipazione ai Consigli di amministrazione di società partecipate e/o controllate da Eni. In qualità di dirigente Eni, il Direttore generale è, inoltre, destinatario delle indennità spettanti per le trasferte, effettuate in ambito nazionale e all'estero, in linea con quanto previsto dal contratto collettivo nazionale di lavoro applicabile ai dirigenti delle aziende industriali e dagli accordi integrativi aziendali. In relazione al perdurare dell'emergenza sanitaria da COVID-19, la quota annuale dell'incentivo di breve termine maturato nel 2020 dall'Amministratore delegato è stata erogata per una quota del 75 per cento a marzo 2021 e la restante quota sarà erogata a gennaio 2022, mentre l'incentivo differito maturato nel 2020 è stato erogato per una quota del 50 per cento a luglio 2021 e la restante quota sarà erogata a febbraio 2022.

Al Magistrato della Corte dei conti delegato al controllo sulla gestione finanziaria della Società è attribuito un gettone di presenza, per la partecipazione alle sedute degli organi di amministrazione e controllo, di euro mille lordi.

Nella seguente tabella sono indicati i compensi annui lordi spettanti nel 2020 agli organi dell'Ente.

**Tabella 3 - Compensi spettanti agli organi**

<b>Presidente</b>	
Compenso fisso: emolumento carica - art. 2389, comma 1	90.000
Compenso fisso: emolumento deleghe - art. 2389, comma 3	410.000
<b>Totale Presidente</b>	<b>500.000</b>
<b>Componenti del Consiglio di amministrazione*</b>	<b>80.000</b>
<b>Amministratore delegato**</b>	<b>600.000</b>
<b>Collegio sindacale 2017-2020 (Assemblea 13 aprile 2017)</b>	
Presidente	80.000
Sindaci	70.000
<b>Collegio sindacale 2020-2023 (Assemblea 13 maggio 2020)</b>	
Presidente	85.000
Sindaci	75.000

\* A tale importo vanno aggiunti i compensi annui lordi stabiliti dal Consiglio di amministrazione per la partecipazione ai Comitati consiliari, in particolare: 70.000 euro per il Presidente del Comitato controllo e rischi e 50.000 euro per ciascuno dei componenti; 50.000 euro per il Presidente del Comitato remunerazione e 35.000 euro per ciascuno dei componenti; 50.000 per il Presidente del Comitato sostenibilità e scenari e 35.000 euro per ciascuno dei componenti; 40.000 per il Presidente del Comitato per le nomine e 30.000 euro per ciascuno dei componenti.

\*\* A tale importo vanno aggiunti i seguenti emolumenti annui lordi: la remunerazione di euro 1.000.000 quale Direttore generale, le indennità spettanti per le trasferte effettuate, in ambito nazionale e all'estero, in linea con quanto previsto dal CCNL Dirigenti di riferimento e dagli accordi integrativi aziendali, nonché la retribuzione variabile, suddivisa in un piano di incentivazione di breve termine con differimento (IBT) e in un piano di incentivazione di lungo termine di tipo azionario (ILT). Nel 2020 è stato riconosciuto quale IBT l'importo di 3.702 migliaia di euro così suddiviso: a) la quota annuale IBT 2021 maturata nel 2020 per un importo di 2.153 migliaia di euro, in relazione alla performance Eni consuntivata nel 2020, la cui erogazione sarà differita nel 2022 per una quota del 25 per cento; b) la quota differita del piano IBT attribuita nel 2018 e maturata nel 2020 per un importo di 1.549 migliaia di euro in relazione alle performance Eni conseguite nel periodo di riferimento 2018-2020 la cui erogazione sarà differita ulteriormente nel 2022 per una quota del 50 per cento. Inoltre, in base al Piano ILT sono state attribuite nella seduta del Cda del 28 ottobre 2020 n. 292.451 azioni Eni (fair value alla data di attribuzione 991.000 euro).

I piani di incentivazione variabile di breve termine con differimento e di incentivazione di lungo termine azionario previsti per l'Amministratore delegato vengono applicati anche ai Direttori generali di *Energy evolution* e di *Natural resource* e agli altri Dirigenti con responsabilità strategiche.

## 2.6 Il sistema di controllo interno e gestione dei rischi

Eni adotta un Sistema di controllo interno e gestione dei rischi (di seguito SCIGR) integrato e diffuso a vari livelli dell'assetto organizzativo e societario; esso è costituito dall'insieme delle regole, procedure e strutture organizzative volte a consentire una conduzione dell'impresa della Società coerente con gli obiettivi aziendali definiti dal Cda, attraverso un processo di identificazione, misurazione, gestione e monitoraggio dei principali rischi e implementazione di controlli per il raggiungimento degli obiettivi aziendali.

Il Sistema è disciplinato dalle "Linee di indirizzo sul sistema di controllo interno e gestione rischi" approvate dal Consiglio di amministrazione (delibera del 25 ottobre 2018), su proposta

del Comitato controllo e rischi e sentito il Presidente per la parte *Internal Audit*, la cui attuazione è affidata all'Amministratore delegato. A seguito dell'adozione del nuovo Codice di *Corporate Governance*, tali linee sono state oggetto di adeguamento da parte del Consiglio di amministrazione.

Agli strumenti normativi con cui Eni ha sviluppato un modello per la gestione integrata dei rischi aziendali, si affianca la MSG SCIGR emanata il 18 dicembre 2012 e da ultimo aggiornata il 9 aprile 2020 e un modello di *compliance integrata*, emanato in data 29 ottobre 2018 e da ultimo aggiornato il 24 giugno 2020.

La Direzione *compliance integrata*, posta alle dirette dipendenze dell'Amministratore delegato, ha il compito di presidiare le materie di *compliance* legale nonché di sovrintendere allo sviluppo del modello di *compliance integrata*, volto a rafforzare la cultura e l'efficacia dell'azione di *compliance* in Eni.

Un ruolo centrale nell'ambito di tale sistema è svolto dal Collegio sindacale il quale, 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.

Nell'ambito del sistema, rivestono specifici ruoli anche il Consiglio di amministrazione, l'Amministratore delegato, il Comitato controllo e rischi, l'*Internal audit*, la società di revisione e l'Organismo di vigilanza.

### **L'*Internal audit***

La funzione *Internal Audit*, affidata ad una struttura interna, svolge un ruolo primario nel processo di verifica e valutazione del Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi (SCIGR), con il compito, principalmente, di verificare l'operatività e idoneità del SCIGR nel suo complesso, sia in via continuativa sia in relazione a specifiche necessità, fornendo valutazioni e raccomandazioni al fine di promuoverne l'efficienza e l'efficacia; fornire supporto specialistico al vertice aziendale e al *management* in materia di SCIGR, per promuovere e favorire l'efficienza, l'efficacia e l'integrazione dei controlli nei processi aziendali.

L'attuale *Internal Audit Charter*, che definisce le finalità, i poteri e le responsabilità dell'*Internal Audit* è stato approvato nel Consiglio di amministrazione del 19 settembre 2019.

La *Management System Guideline (MSG) Internal audit*, emanata il 21 gennaio 2015, e aggiornata, da ultimo, il 30 settembre 2019, viene predisposta dal responsabile dell'*Internal audit* e approvata dalla Presidente del Consiglio di amministrazione, sentito l'Amministratore delegato e il Comitato controllo e rischi. Essa contiene le Linee di indirizzo sull'attività di *audit* dell'*Internal audit Charter* ed ha l'obiettivo di individuare e regolare i sotto-processi, le fasi e le attività relative al processo *Internal audit*, i ruoli e le responsabilità dei principali soggetti coinvolti, le regole di comportamento e i principi da osservare nello svolgimento delle attività. Nel processo di nomina, revoca e remunerazione del Direttore *Internal Audit*, nonché di approvazione del *budget* dell'*Internal Audit* sono coinvolti, oltre al Consiglio di amministrazione, che approva, e al Comitato controllo e rischi, che formula il proprio parere, anche il Presidente, che formula le proposte d'intesa con l'Amministratore delegato, e il Collegio sindacale, che è sentito. Per la nomina del Direttore *Internal Audit* è, inoltre, acquisito il parere del Comitato per le nomine.

Annualmente il Piano di *audit* è approvato dal Consiglio di amministrazione, previo parere del Comitato controllo e rischi e sentiti il Presidente, l'Amministratore delegato e il Collegio sindacale, anche in quanto "*Audit Committee*" ai fini della normativa USA.

Il Responsabile della funzione *Internal Audit* dipende gerarchicamente dal Consiglio e, per esso, dalla Presidente, fatta salva la dipendenza funzionale dello stesso Responsabile dal Comitato controllo e rischi e dall'Amministratore delegato, quale Amministratore incaricato del Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi. Il Comitato controllo e rischi, comunque, sovrintende alle attività della funzione *Internal Audit*, in relazione ai compiti del Consiglio in materia. Egli riferisce, inoltre, al Collegio sindacale in quanto "*Audit Committee*" ai sensi della legislazione statunitense.

Il Responsabile in carica nel 2020 è stato nominato nel Cda del 9 maggio 2017 ed è rimasto in carica fino all'insediamento (1 aprile 2021) del nuovo responsabile, nominato dal Consiglio il 21 gennaio 2021.

La tabella che segue indica la gestione delle segnalazioni da parte dell'*Internal audit*.

**Tabella 4 - La gestione delle segnalazioni\***

(numero)	2019	2020
<b>Fascicoli di segnalazioni aperti nell'anno suddivisi per processo oggetto della segnalazione:</b>	<b>68</b>	<b>74</b>
- Approvvigionamenti	20	20
- Risorse umane **	22	16
- Manutenzione	2	1
- Commerciale	3	12
- Logistica materie prime e prodotti	3	3
- HSE	4	10
- Altro (security, operations, portfolio management e trading, ...)	14	12
<b>Fascicoli di segnalazioni archiviati nell'anno suddivisi per esito dell'istruttoria:</b>	<b>74</b>	<b>73</b>
- Fondati	18	22
- Non fondati con adozione di azioni di miglioramento	26	32
- Non fondati/not applicable	30	19

\* I dati sono inclusivi delle segnalazioni afferenti ad Eni e alle sue controllate.

\*\* L'aggiornamento della procedura segnalazioni dell'8 maggio 2020 ha previsto l'unificazione delle modalità di gestione delle segnalazioni afferenti il Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi e quelle afferenti alle violazioni del Codice Etico; i fascicoli relativi al processo Risorse Umane includono pertanto, per gli anni 2018-2019, il numero dei fascicoli di segnalazioni afferenti alle violazioni del Codice Etico che nelle precedenti versioni del presente documento era rappresentato in una specifica voce della tabella.

Fonte: Eni.

Nel 2020 è stata completata l'istruttoria su 73 fascicoli<sup>9</sup>, di cui 25 includevano tematiche afferenti ai 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.

### L'Organismo di vigilanza

L'Organismo di vigilanza (Odv) vigila sull'attuazione, effettività ed aggiornamento del Modello 231. Riferisce, periodicamente al Presidente, all'Amministratore delegato della Società (il quale ne informa il Cda), al Comitato controllo e rischi ed al Collegio sindacale, sulle

<sup>9</sup> 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.

attività svolte. L'autonomia dell'Odv è garantita dal posizionamento riconosciuto nel contesto della struttura organizzativa aziendale e dai necessari requisiti di indipendenza, onorabilità e professionalità dei suoi componenti, nonché dalle linee di riporto verso il vertice aziendale ad esso attribuite.

Il Consiglio d'amministrazione, nella riunione del 4 giugno 2020, ha approvato una revisione del Modello 231 e nominato i componenti dell'organismo. Tale revisione prevede una composizione dell'Organismo di vigilanza non più formata da sette (quattro membri esterni e tre interni), ma da cinque componenti (tre componenti esterni, tra cui il Presidente; il Presidente del Collegio sindacale; il Responsabile dell' *Internal audit*, in qualità di componente interno). Il direttore della *Compliance* integrata svolge le funzioni di segretario dell'Organismo di vigilanza. I componenti esterni sono individuati tra professionisti di comprovata competenza ed esperienza nelle tematiche di economia, organizzazione e sistemi di controllo interno e responsabilità amministrativa di impresa.

Come già anticipato, l'Organismo non svolge più le funzioni di garante del Codice etico.

La durata in carica dei componenti esterni coincide con quella del Consiglio di amministrazione che li ha nominati ed il loro mandato scade alla data dell'Assemblea dei soci convocata per l'approvazione del bilancio relativo all'ultimo esercizio della carica del Consiglio di amministrazione che li ha nominati, pur continuando a svolgere, in regime di *prorogatio*, le proprie funzioni fino a nuova nomina dei componenti dell'Odv.

La composizione dell'Organismo di vigilanza risulta conforme alle raccomandazioni del nuovo Codice di *corporate governance* in vigore dal 1° gennaio 2021.

## **2.7 Il sistema normativo anticorruzione**

Eni ha inteso far fronte ai rischi cui può andare incontro nello svolgimento dell'attività di *business*, dotandosi, già da qualche anno, di un articolato sistema di regole e controlli finalizzati alla prevenzione dei reati di corruzione (il cosiddetto *Compliance Program Anti-Corruzione*).

La normativa interna primaria è attualmente rappresentata dalla *Management System Guideline* (MSG) anti-corruzione e da ulteriori strumenti normativi di dettaglio che costituiscono il quadro di riferimento nell'individuazione delle aree di rischio e degli strumenti di controllo che la Società mette a disposizione del personale, per prevenire e

contrastare il rischio di corruzione. Tutte le società controllate di Eni, in Italia e all'estero, adottano, mediante delibera del proprio Consiglio di amministrazione, sia la MSG anti-corruzione che tutti gli altri strumenti normativi in materia.

Al fine di assicurare l'effettività del *Compliance Program* anti-corruzione opera dal 2010 una struttura organizzativa dedicata, con il ruolo di prestare assistenza specialistica in materia a Eni e alle società controllate sia in Italia sia all'estero. Tale unità è collocata nella direzione organizzativa "*Compliance Integrata*", posta alle dirette dipendenze dell'Amministratore delegato, che assicura la separazione delle attività di *legal compliance* da quelle di difesa della Società.

Quanto alle attività poste in essere da tale unità, è proseguita nel 2020 l'attività di assistenza specialistica in materia, in relazione alle attività di Eni SpA e delle sue società controllate, con particolare riferimento alla verifica di affidabilità dei *partner* ("*due diligence* anti-corruzione"), nella gestione di eventuali criticità emerse e nella elaborazione dei relativi presidi contrattuali in aree a rischio di corruzione. In particolare, la MSG anti-corruzione prevede che gli esiti del processo di *due diligence*, incluse le eventuali osservazioni dell'unità anti-corruzione, devono essere portati a conoscenza del soggetto o organo che autorizza la relativa operazione, incluso il Consiglio di amministrazione.

Dal 2017 al 2020 si sono conclusi sempre con esito positivo gli *audit* di ricertificazione del *Compliance Program* Anti-Corruzione, rispetto ai requisiti della norma ISO 37001:2016 "*Antibribery Management Systems*".

### 3. LE RISORSE UMANE

#### 3.1 Personale e costo del lavoro in Eni S.p.A.

Nel 2020 la consistenza media del personale in servizio presso Eni S.p.A. risulta in incremento rispetto al 2019 (+374 risorse medie), principalmente per il rientro in sede di personale espatriato a fronte dell'emergenza sanitaria.

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come media mensile dei dipendenti per categoria.

**Tabella 5 - Personale Eni S.p.A.**

	2019	2020
Dirigenti	626	613
Quadri	4.466	4.691
Impiegati	5.874	6.050
Operai	998	984
<b>Totale</b>	<b>11.964</b>	<b>12.338</b>

Fonte: Eni

Come evidenzia la tabella seguente, il costo del lavoro nel 2020 (1.238 mln) è aumentato di 53 mln, principalmente per effetto dell'incremento dei costi per esodi agevolati.

**Tabella 6 - Costo del lavoro in Eni S.p.A.**

(milioni di euro)

	2019	2020
-Salari e stipendi	909	892
-Oneri sociali	254	252
-Oneri per benefici ai dipendenti*	102	106
-Costi personale in comando	40	35
-Altri costi	36	96
<b>Totale</b>	<b>1.341</b>	<b>1.381</b>
A dedurre:		
-Proventi relativi al personale	(115)	(111)
-Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(37)	(27)
-Ricavi recuperi da <i>partner</i> quota costo lavoro	(4)	(5)
<b>Totale</b>	<b>1.185</b>	<b>1.238</b>

Fonte: Eni

\* La voce include, oltre ai costi per i piani a benefici definiti, anche altri oneri, valutati sulla base di tecniche attuariali, quali le incentivazioni monetarie differite assegnate al personale dirigente.

### 3.2 Personale e costo del lavoro del Gruppo

A fine 2020, l'occupazione complessiva era di 30.775 risorse di cui 21.170 in Italia (68,8 per cento) e 9.605 all'estero (31,2 per cento). Rispetto al 2019, si registra una riduzione occupazionale di -546 unità (-1,7 per cento), con un incremento in Italia (+92 risorse) e una riduzione all'estero, pari a -638 risorse.

In Italia, l'incremento occupazionale è dovuto essenzialmente, come già detto, al rientro di espatriati italiani a fronte dell'emergenza sanitaria COVID, unitamente alla variazione di perimetro per acquisizioni e consolidamenti di Società (Evolvere e D-SHARE). Sempre in Italia, sono state effettuate 379 assunzioni e 934 risoluzioni. Limitando l'analisi al solo personale a tempo indeterminato, le assunzioni sono state 346 (76,6 per cento personale laureato) mentre le risoluzioni 893, con un saldo gestionale di -547 unità.

La riduzione dell'occupazione all'estero è riconducibile sia al rientro in Italia di personale espatriato, sia al saldo di efficienza negativo dovuto al *rephasing* di progetti sempre collegato all'emergenza sanitaria COVID.

All'estero operano complessivamente 1.278 "espatriati" (di cui 968 dall'Italia), in riduzione rispetto al 2019 per gli effetti dell'emergenza sanitaria COVID, mentre il personale locale è pari a 8.327 risorse, con una sostanziale stabilità rispetto all'anno precedente.

All'estero, circa 2/3 delle assunzioni sono state effettuate con contratti a tempo indeterminato (261 su 401 assunzioni totali) così articolate sui *business*: *E&P* 132 (di cui 58 a tempo indeterminato) e *Global Gas & LNG Portfolio* (GGP) 57 (di cui 55 a tempo indeterminato), *R&M C* 84 (di cui 69 a tempo indeterminato) e *EGL, POWER e RENEWABLES* 90 (di cui 73 a tempo indeterminato). Le risoluzioni estere - riconducibili per quasi il 37 per cento al *business upstream* - sono state 245 (129 a tempo indeterminato).

L'età media del personale di Eni nel mondo è pari a 45,8 anni, in linea con il 2019 (in Italia 46,7 anni, all'estero 43,7 anni).

**Tabella 7 - Personale del Gruppo**

N° <sup>10</sup>	2019	2020
<b>DIPENDENTI AL 31 DICEMBRE</b>	<b>31.321</b>	<b>30.775</b>
- UOMINI	23.731	23.216
- DONNE	7.590	7.559
- ITALIA	21.078	21.170
- ESTERO	10.243	9.605
<b>DIPENDENTI ALL'ESTERO PER TIPOLOGIA</b>	<b>10.243</b>	<b>9.605</b>
- LOCALI	8.320	8.327
- ESPATRIATI ITALIANI	1.360	968
- ESPATRIATI INTERNAZIONALI (INCLUSI TCN)	563	310
<b>DIPENDENTI PER TIPOLOGIA DI CONTRATTO</b>	<b>31.321</b>	<b>30.775</b>
- DETERMINATO	750	610
- INDETERMINATO	30.571	30.165
- PART TIME	536	485
- FULL TIME	30.785	30.290
DIPENDENTI DIRIGENTI	1.021	965
- DI CUI DONNE	159	157
DIPENDENTI QUADRI	9.387	9.172
- DI CUI DONNE	2.552	2.544
DIPENDENTI IMPIEGATI	16.050	15.941
- DI CUI DONNE	4.781	4.761
DIPENDENTI OPERAI	4.863	4.697
- DI CUI DONNE	98	97
DIPENDENTI FASCIA D'ETÀ 18 - 24	564	470
- DI CUI DONNE	46	50
DIPENDENTI FASCIA D'ETÀ 25 - 39	9.289	8.689
- DI CUI DONNE	2.480	2.327
DIPENDENTI FASCIA D'ETÀ 40 - 54	13.824	13.739
- DI CUI DONNE	3.321	3.341
DIPENDENTI FASCIA D'ETÀ OVER 55	7.644	7.877
- DI CUI DONNE	1.743	1.841
<b>DIPENDENTI PER TITOLO DI STUDIO</b>	<b>31.321</b>	<b>30.775</b>
- INFERIORE AL DIPLOMA	2.762	2.604
- DIPLOMA	13.184	12.826
- LAUREA	12.559	12.492
- FORMAZIONE POST-LAUREA	2.816	2.853
ASSUNZIONI A TEMPO INDETERMINATO	1.855	607
- DI CUI DONNE	599	210
RISOLUZIONI A TEMPO INDETERMINATO	1.200	1.323
- DI CUI DONNE	278	278

Fonte: Eni

<sup>10</sup> I dati comprendono le sole società consolidate integralmente.

La tabella seguente illustra la consistenza del personale del Gruppo Eni distinto per qualifica.

**Tabella 8 - Composizione del personale del Gruppo Eni distinto per qualifica**

	2019	2020
Dirigenti	1.021	965
Quadri	9.387	9.172
Impiegati	16.050	15.941
Operai	4.863	4.697
<b>Totale</b>	<b>31.321</b>	<b>30.775</b>

Fonte: Eni

La tabella seguente mostra la situazione dell'occupazione con riferimento alle pari opportunità:

**Tabella 9 - Occupazione con riferimento alle pari opportunità**

		2019	2020
Dipendenti donne in servizio	%	24,23	24,56
Donne assunte	%	32,29	34,60
Donne in posizione manageriale (dirigenti e quadri)	%	26,05	26,64
Donne dirigenti	%	15,57	16,27
Tasso di sostituzione per genere (assunzioni/risoluzioni)		1,55	0,46
- Uomini	%	1,37	0,38
- Donne	%	2,15	0,76
Dipendenti che hanno usufruito di congedo parentale	numero	831	766
- di cui donne	numero	565	497
Dipendenti in rientro da congedo parentale	numero	782	733
- di cui donne	numero	549	495
Pay gap senior manager (donne vs uomini)	%	98	97
Pay gap middle manager e senior staff (donne vs uomini)	%	97	97
Pay gap impiegati (donne vs uomini)	%	100	100
Pay gap operai (donne vs uomini)	%	96	96
Pay gap totale (donne vs uomini)	%	98	98

Fonte: Eni

A fine 2020 lavorano in Eni 7.559 donne (pari al 24,56 per cento dell'occupazione complessiva Eni) di cui 5.339 in Italia (25,2 per cento del totale servizio Italia) e 2.220 all'estero (23,1 per cento del totale servizio estero). In Italia, delle 346 assunzioni a tempo indeterminato effettuate nel corso del 2020, il 37,60 per cento, pari a 130 unità, ha riguardato personale femminile. Il tasso di sostituzione delle donne (rapporto tra assunzioni/risoluzioni a tempo indeterminato) è pari al 0,76, in riduzione rispetto al 2019, a fronte delle azioni gestionali intraprese per far

fronte all'emergenza sanitaria COVID.

Aumenta, seppur lentamente, anche la percentuale di donne in posizione di responsabilità (dirigenti e quadri), passando dal 26,05 per cento del 2019 al 26,64 per cento del 2020.

I risultati dell'analisi 2020 del *pay gap* di genere, effettuata da Eni come rapporto tra retribuzione media femminile e retribuzione media maschile (*pay-ratio*), confermano un sostanziale allineamento tra le retribuzioni (*pay-ratio* pari al 98 per cento per la retribuzione fissa e al 99 per cento per la retribuzione totale).

Per la determinazione del *pay-ratio* Eni utilizza una metodologia che confronta le retribuzioni a parità di livello di ruolo e anzianità secondo il principio delle Nazioni Unite "pari retribuzione a parità di lavoro". L'allineamento risulta comunque confermato anche considerando il *pay-ratio* non a parità di livello di ruolo/anzianità, risultando pari al 99 per cento per la retribuzione fissa e al 98 per cento per la retribuzione totale.

Anche nel 2020 la rilevazione ha riguardato oltre il 90 per cento della popolazione Eni in Italia e all'estero.

La tabella che segue distingue il personale per area geografica, evidenziando la presenza femminile e la distribuzione per qualifica dei dipendenti all'estero locali.

**Tabella 10 - Occupati per area geografica**

N°	2019	2020
Dipendenti in Africa	3.371	3.143
- di cui donne	722	699
Dipendenti in America	1.005	925
- di cui donne	194	174
Dipendenti in Asia	2.662	2.432
- di cui donne	367	353
Dipendenti in Australia e Oceania	88	87
- di cui donne	26	25
Dipendenti in Italia	<b>21.078</b>	<b>21.170</b>
- di cui donne	5.287	5.339
Dipendenti nel Resto d'Europa	3.117	3.018
- di cui donne	994	969
Dipendenti all'estero locali per categoria professionale	8.320	8.327
- di cui dirigenti	46	46
- di cui quadri	1.659	1.791
- di cui impiegati	4.606	4.518
- di cui operai	2.009	1.972
Dipendenti in Paesi non OECD	6.535	6.044

Fonte: Eni

La distribuzione del personale locale estero all'interno delle diverse qualifiche rimane pressoché invariata (2020 vs 2019) con un leggero incremento, in termini percentuali, di quadri, che si attestano al 21,5 per cento, a fronte di una lieve riduzione di impiegati e operai, che si attestano rispettivamente al 54,3 e al 23,7 per cento.

L'incidenza percentuale del personale locale sul totale delle risorse all'estero è cresciuta rispetto al 2019, passando dall'81,2 all'86,7 per cento, principalmente per effetto del rientro in Italia degli espatriati.

### 3.2.1 Valutazione delle performance

Nel 2020 la valutazione delle *performance* ha riguardato, in Italia e all'estero, circa il 97 per cento delle risorse con responsabilità manageriali e gestionali (dirigenti e quadri) e dei giovani laureati, con un incremento rispetto al 93 per cento realizzato sulla stessa popolazione del 2019. Si continua, inoltre, a registrare un incremento percentuale sulla popolazione degli altri impiegati che arriva al 76 per cento (+3 punti percentuali rispetto al 2019).

### 3.2.2 Formazione

In un anno segnato dall'emergenza Covid 19, si è registrata nel 2020 una variazione di -23,6 per cento delle ore totali di formazione erogata rispetto al 2019, accompagnata da una riduzione delle partecipazioni meno che proporzionale, e pari circa al -9,1 per cento. Ciò è coerente con la messa a disposizione di opportunità formative più diffuse, anche grazie al significativo ricorso alla formazione a distanza: quest'ultima ha infatti rappresentato il 66 per cento delle ore totali ed è la stata la chiave che ha consentito di garantire ai dipendenti la continuità delle attività formative anche nelle fasi estreme di *lock down*.

**Tabella 11 - Formazione**

		2019	2020
Ore di formazione per tipologia	(ore)	1.362.182	1.040.119
- HSE e qualità		438.552	274.506
- Lingua ed informatica		125.395	91.447
- Comportamento/Comunicazione/Istituzionali		173.609	180.035
- Professionale - trasversale		201.853	133.426
- Professionale tecnico-commerciale		422.773	360.704
Spese in formazione	(ml)	33,4	22,4
Partecipazioni	n.	266.893	242.570

Fonte: Eni

### Formazione Anti-corrruzione

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*. Nel dettaglio si sono svolti 20 *general workshop* e 38 sessioni specifiche in 18 paesi. Inoltre, è proseguita la formazione *e-learning* sui temi anti-corrruzione, rivolta a tutta la popolazione Eni secondo la metodologia *risk based*. In particolare, nel 2020 sono stati formati 8.629 dipendenti, di cui il 56 per cento rappresentato da personale inserito in contesti a medio/alto rischio corruzione.

Nel 2020, l'unità anti-corrruzione ha proseguito il programma di formazione specifica per alcune categorie di "terze parti" di Eni, in modalità *on line*. L'obiettivo di tale programma è quello di sensibilizzare i soggetti terzi sul tema della corruzione e, in particolare, su come riconoscere un comportamento corruttivo e come prevenire la violazione delle leggi anti-corrruzione nell'ambito della loro attività professionale.

**Tabella 12 - Formazione anti-corrruzione**

(n. ore)	2019	2020
<i>E-learning</i> per risorse in contesto a medio/alto rischio corruzione	13.886	3.388
<i>E-learning</i> per risorse in contesto a basso rischio corruzione	9.461	3.769
<i>Workshop</i> generale	1.237	904
<i>Job specific training</i>	1.108	568

Fonte: Eni

### Formazione diritti umani

Nel 2020 è proseguita la formazione obbligatoria per dirigenti e quadri (Italia ed estero) dei 4 moduli specifici: *Security and Human Rights*, *Human Rights and relations with Communities*, *Human Rights in the Workplace* e *Human Rights in the Supply Chain*. Inoltre, in modalità *open*, è continuata la messa a disposizione a tutto il personale Eni di altri percorsi sui temi di sostenibilità e diritti umani, quali "Sostenibilità in tema di *stakeholder*, *reporting* e diritti umani", "Sostenibilità e integrazione con il *business*", "SDGs" e il nuovo "SDG's Follow Up\_L'Agenda 2030", cui il personale poteva liberamente aderire.

### 3.2.3 Contenzioso del lavoro

L'aumento dei contenziosi nel 2020 è principalmente dovuto alla riproposizione in appello delle vertenze da parte di n. 169 dipendenti di ditta terza per la richiesta del riconoscimento del rapporto di lavoro subordinato con Eni, vertenze già perse dalla Società in primo grado.

Ha anche contribuito all'aumento delle vertenze pendenti il rallentamento dei tempi processuali dovuto all'emergenza Covid-19 che ha differito la conclusione di numerosi giudizi modificando il normale *turnover* tra nuove vertenze e procedimenti definiti. Per quanto riguarda l'Italia, più della metà dei contenziosi in corso riguarda la richiesta di danni da parte di ex lavoratori, o loro eredi, per asserite malattie professionali. Si tratta di patologie conseguenti all'esposizione ad agenti potenzialmente dannosi avvenute nel passato, spesso anche prima degli anni '90, in siti industriali non gestiti da Eni ma acquisiti nel tempo a seguito di operazioni societarie.

**Tabella 13 - Contenzioso in materia di lavoro**

		2019	2020
Contenziosi dipendenti	(numero)	907	1.132
Rapporto prevenzione/controversie	(numero)	345/907	632/1.132
Rapporto controversie/dipendenti	%	2,90	3,68

Fonte: Eni

### 3.2.4 La sicurezza

Nel 2020 l'indice di frequenza di infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro è aumentato del 5 per cento rispetto al 2019, in particolare l'indice degli infortuni occorsi ai dipendenti (30 rispetto a 19 nel 2019). L'indice degli infortuni occorsi ai contrattisti è, invece, migliorato del 10 per cento. Il valore dell'indice di infortuni sul lavoro con conseguenze gravi (ovvero con più di 180 giorni di assenza o con conseguenze quali l'inabilità permanente totale o parziale) è nullo. 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 è migliorato del 18 per cento; 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 per cento). Nel 2020 si registra un miglioramento complessivo delle *performance* di sicurezza di processo segnalato dalla diminuzione tendenziale degli eventi Tier 1 e Tier 2, sia in numero assoluto che normalizzando il numero di incidenti per le ore lavorate in attività di "processo". I livelli ("tier") 1 e 2 indicano la gravità delle conseguenze dell'evento incidentale (dal più grave al meno grave), in termini di quantitativi rilasciati di sostanze pericolose e danni causati alle persone o agli *asset*.

**Tabella 14 - Infortuni sul lavoro**

		<b>2019</b>	<b>2020</b>
Indice di frequenza infortuni	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,19	0,21
- dipendenti		0,17	0,26
- contrattisti		0,20	0,18
Indice di gravità infortuni	(giorni di assenza/ore lavorate) x 1.000	0,011	0,008
- dipendenti		0,011	0,008
- contrattisti		0,012	0,008
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,34	0,36
- dipendenti		0,21	0,37
- contrattisti		0,39	0,35
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	0,90	0,39
- dipendenti		1,09	0,00
- contrattisti		0,83	0,58
Near miss	(numero)	1.159	841
Ore di formazione sulla sicurezza	(ore)	331.375	234.072
- di cui ai dirigenti		4.399	3.399
- di cui ai quadri		55.266	46.540
- di cui agli impiegati		171.832	127.126
- di cui agli operai		99.878	57.007
Investimenti e spese sicurezza	(migliaia di euro)	306.200	297.800
- di cui spese correnti		202.100	175.200
- di cui investimenti		104.100	122.600

Fonte: Eni

### 3.2.5 Costo del lavoro

Il costo del lavoro del Gruppo, come mostra la tabella che segue, nel 2020 è diminuito di 133 mln rispetto al 2019, principalmente a seguito del decremento dell'occupazione media all'estero, in parte compensati da maggiori oneri per incentivazioni all'esodo.

**Tabella 15 - Costo del lavoro Gruppo Eni***(dati in milioni)*

	<b>2019</b>	<b>2020</b>
Salari e stipendi	2.417	2.193
Oneri sociali	449	458
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti	85	102
Altri costi	213	239
<b>Totale</b>	<b>3.164</b>	<b>2.992</b>
<b>A dedurre:</b>		
-incrementi per lavori interni - attività materiali	(152)	(118)
-incrementi per lavori interni - attività immateriali	(16)	(11)
<b>Totale</b>	<b>2.996</b>	<b>2.863</b>

*Fonte: Eni*

Gli altri costi comprendono principalmente oneri per esodi agevolati per 105 mln (45 mln nel 2019) e oneri per programmi a contributi definiti per 96 mln (99 mln nel 2019).

## 4. STRUTTURA ORGANIZZATIVA, PROFILI GESTIONALI E OPERATIVI, PARTECIPAZIONI

### 4.1 La nuova struttura organizzativa

Con efficacia dal 1° luglio 2020 il *management* di Eni ha ridisegnato la macrostruttura organizzativa in coerenza con la nuova strategia di lungo termine annunciata al mercato nel febbraio 2020. Essa è imperniata sulla costituzione di due Direzioni generali:

- la Direzione generale *Natural Resources* ha 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. Essa comprende lo sviluppo dei progetti di cattura e compensazione delle emissioni di CO<sub>2</sub>. Nella Direzione confluiscono le attività di esplorazione, sviluppo e produzione *Oil & Gas*, la commercializzazione del gas all'ingrosso via gasdotto e GNL, i progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e di stoccaggio della CO<sub>2</sub>. Inoltre, rientra nel perimetro della Direzione Generale, Eni Rewind, la società ambientale di Eni;
- la Direzione generale *Energy Evolution* ha 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 quello 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.

Il nuovo assetto organizzativo si colloca nell'ambito della realizzazione della strategia dell'Eni proiettata al 2050, con l'obiettivo di diventare *leader* nella fornitura di prodotti decarbonizzati, coniugando creazione di valore, sostenibilità e solidità economica e finanziaria.

Nella ridefinizione della “*segment information*”, ai fini della reportistica finanziaria, il *management* ha valutato che le componenti della Società, i cui risultati operativi sono periodicamente esaminati dal CEO (identificato come 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 sostanza l’impostazione preesistente, è articolata nei seguenti *reportable segment*:

- *Exploration & Production*: ricerca, sviluppo e produzione d’idrocarburi compresi i progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e di cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub>;
- *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 fornitura, lavorazione, distribuzione e *marketing* di carburanti e prodotti chimici. Comprende le attività di *trading oil* e prodotti con finalità di eseguire sul mercato le transazioni di bilanciamento del *supply* e di stabilizzazione/copertura dei margini;
- *Eni gas e luce, Power & Renewables*: attività di vendita *retail* di gas, elettricità e servizi connessi e attività di produzione e vendita all’ingrosso di energia elettrica da impianti termoelettrici e rinnovabili. Comprende le attività di *trading* di certificati di emissione di CO<sub>2</sub> 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.

## 4.2 Principali risultati per settori operativi

Come per le relazioni precedenti, si evidenziano, di seguito, i principali risultati conseguiti nel 2020 nei settori operativi in cui si articola l’attività di Eni.

#### **4.2.1 Settore *Exploration & Production* (E&P)**

Nel 2020 l'utile operativo *adjusted* è pari a 1.547 mln (-7.093 mln rispetto all'anno precedente) per effetto della flessione dello scenario petrolifero, 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 per gli 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* (gas acquistato da altri operatori a integrazione del portafoglio gas della società per le sue attività commerciali e di *business*), che sono esitati nel mercato europeo. Quest'ultimo effetto non è considerato nei prezzi di realizzo del gas che sono relativi al solo gas *equity*. Infine, la riduzione del risultato è dovuta ai maggiori *write-off* di pozzi esplorativi di insuccesso, parzialmente compensati dalle azioni di ottimizzazione della base costi.

In media annua è stata conseguita una produzione di 1,733 mln di *barrel of oil* (boe) al giorno, in riduzione del 7 per cento. Al netto dell'effetto prezzo, la variazione è spiegata dagli effetti del COVID-19, dai correlati tagli produttivi dell'OPEC+ e dalla riduzione della domanda di 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 al declino dei giacimenti maturi.

#### **4.2.2 Settore *Global Gas & LNG Portfolio***

Nel 2020 l'utile operativo *adjusted* è pari a 326 mln, con un incremento di 133 mln rispetto al 2019. Tale miglioramento è dovuto alle azioni di ottimizzazione del portafoglio di *asset gas* e GNL 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 della pandemia COVID-19 sulla domanda di gas in Europa.

Le vendite all'ingrosso di gas nel mondo sono state di 64,99 miliardi di metri cubi, con una flessione del 10,8 per cento rispetto al 2019 (riduzione di 7,86 miliardi di metri cubi). In diminuzione dell'1,8 per cento le vendite in Italia (37,30 miliardi di metri cubi).

### **4.2.3 Settore *Refining & Marketing (R&M)* e Chimica**

Il settore *Refining & Marketing* ha registrato l'utile operativo *adjusted* di 235 mln, in diminuzione di 54 mln rispetto all'esercizio precedente, a causa dello scenario fortemente depresso a seguito della pandemia e del peggioramento del premio di conversione. 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, grazie alle azioni di ottimizzazione ed efficienza.

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio (esclusi i volumi lavorati presso ADNOC *Refining*) nel 2020 sono state di 17 mln di tonnellate, in riduzione (-25 per cento) rispetto al 2019, 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.

Il *business* della chimica ha registrato una perdita operativa *adjusted* di 229 mln, penalizzato dalla fase di forte contrazione dei volumi venduti, a causa della recessione delle economie europee sulla scia delle misure restrittive adottate durante il picco pandemico e delle incertezze sui tempi di ripresa che hanno indotto gli operatori a posticipare gli acquisti. A questi *trend* si sono aggiunte le minori disponibilità di prodotto.

Le vendite dei prodotti petrolchimici di 4,34 mln di tonnellate sono aumentate dell'1 per cento rispetto al 2019, nonostante il calo della domanda.

### **4.2.4 Settore *Eni gas e luce, Power & Renewables***

Il *business retail gas e power* gestito da Eni gas e luce ha registrato un utile operativo *adjusted* pari a 325 mln, in aumento di 47 mln rispetto al 2019, nonostante il calo delle vendite di gas, dovuto ai minori consumi 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.

Le vendite *retail* di gas di 7,68 mld di metri cubi sono in diminuzione del 10,9 per cento 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 per cento, beneficiando della crescita del portafoglio clienti all'estero.

Il business *Power & Renewables* ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di 140 mln, in aumento di 48 mln rispetto al 2019, beneficiando dei maggiori margini.

Le vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi sono state di 25,33 TWh, in diminuzione del 10,4 per cento 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 per cento riferita a impianti fotovoltaici (inclusa la potenza installata di *storage*) e il 20 per cento a impianti eolici.

### 4.3 Attività di approvvigionamento

Le attività di approvvigionamento di beni, lavori e servizi di Eni SpA<sup>11</sup> sono gestite dalle seguenti funzioni:

- a) la funzione *Procurement*, posta alle dipendenze del *Director Human Capital & Procurement Coordination (HC&P)*, responsabile per le attività di approvvigionamento della Società, con l'esclusione di quelle in ambito industriale e ambientale<sup>12</sup>;
- b) le unità approvvigionanti "*Upstream Procurement Services*" poste alle dipendenze del *Director Natural Resources Development, Operations & Energy Efficiency (NR DOE)* nell'ambito della Direzione Generale *Natural Resources*, responsabile per le attività di approvvigionamento della società in ambito industriale per il settore *Upstream*;

---

<sup>11</sup> Non include: materie prime (es. greggio, gas, etc.); semi-lavorati (es. bitumi, *virgin nafta*, etc.); prodotti destinati alla rivendita; servizi di logistica primaria; *utilities* del processo di produzione (es. energia elettrica, idrogeno, etc.); servizi di sito da/a società co-insediate nello stesso sito industriale; servizi di produzione dei semilavorati e prodotti finiti; prodotti speciali per la lavorazione delle materie prime, semilavorati e prodotti finiti; certificati verdi e titoli assimilati (es. TEE, certificati bianchi, etc.); titoli minerari; servizi o prodotti finanziari; beni immobili (ivi incluse le locazioni); specifiche attività aventi carattere di fiduciarietà, riservatezza, emergenza, specificità del mercato (ad es. servizi finanziari, amministrativi e fiscali, incarichi legali, incarichi M&A, sponsorizzazioni, liberalità, donazioni, contratti con gli operatori della rete commerciale, contratti di assicurazione, gestione emergenza e contratti di lavoro, Joint Venture). Tali approvvigionamenti, in considerazione della loro peculiarità e dello stretto legame che hanno con i processi produttivi e commerciali delle singole aree di business e società, sono gestiti direttamente dalle unità di business competenti.

<sup>12</sup> Le attività di approvvigionamento di Eni connesse alle attività ambientali sono accentrate nella funzione "*Approvvigionamenti Ambientali*" di Eni Rewind S.p.A..

- c) l'unità "Approvvigionamento Attività Industriali e Logistica", poste alle dipendenze del *Director Green/Traditional Refining and Marketing (GTR&M)*, nell'ambito della Direzione Generale *Energy Evolution*, responsabile per le attività di approvvigionamento in ambito industriale per il settore *Downstream & Industrial Operations*.

Alla funzione *Procurement* è, inoltre, attribuita la responsabilità di indirizzo, coordinamento e controllo delle attività di approvvigionamento svolte dalle altre unità approvvigionanti di Eni SpA e di quelle svolte nell'ambito delle società controllate non quotate del Gruppo in Italia e all'estero<sup>13</sup>.

Per gran parte delle società controllate italiane le attività operative di approvvigionamento sono accentrate in Eni SpA che fornisce i relativi servizi in base alle richieste avanzate da tali società. Le rimanenti società controllate<sup>14</sup> non quotate (in Italia e all'estero) gestiscono direttamente le proprie attività di approvvigionamento nel rispetto delle procedure Eni; per procedimenti di particolare dimensione e/o complessità, esse possono ricorrere al supporto operativo delle unità approvvigionanti di Eni SpA nell'ambito di specifici accordi.

#### **4.3.1 Attività negoziale posta in essere nel 2020**

L'attività di approvvigionamento di beni, lavori e servizi svolta nel 2020 direttamente dalle funzioni approvvigionanti di Eni SpA e dalle società controllate, ad esclusione delle società quotate, in continuità con gli anni precedenti, evidenzia in sintesi:

- una costante prevalenza economica dell'approvvigionato afferente all'ambito *Natural Resources*, in particolare il settore *Exploration & Production*, rispetto al valore complessivo dell'attività negoziale;
- l'utilizzo del contratto aperto come tipologia di atto negoziale più rilevante;
- l'alta incidenza in valore (e la bassa incidenza a numero) dei contratti di importo rilevante (ossia di valore superiore ai 500.000 euro);
- l'elevata incidenza degli affidamenti condotti attraverso indizione di gara.

Il valore complessivo dell'attività negoziale posta in essere nell'anno 2020 è pari a circa 11.800 mln euro, di cui il 50 per cento svolta per attività estere.

---

<sup>13</sup> Le società controllate da Eni quotate in Borsa sono soggette ad indirizzo e controllo nel rispetto della loro autonomia giuridica e gestionale, nonché degli interessi specifici delle singole società.

<sup>14</sup> Tra cui, a decorrere dall' 1 luglio 2017, Eni Gas & Luce, società derivante dal conferimento operato da Eni SpA del ramo d'azienda "Retail Market Gas & Power", dotata di una propria struttura di *Procurement*.

La ripartizione per settore di attività del valore complessivo dell'attività negoziale del 2020 evidenzia quanto segue: *Natural Resources*<sup>15</sup>: 7.830 mln euro circa; *Energy Evolution*<sup>16</sup>: 3.130 mln euro circa; *Support Function e altre attività*: 840 mln euro circa.

L'analisi condotta con riferimento al numero dei contratti assegnati conferma un quadro meno differenziato tra i principali settori di *business*. Infatti, a fronte di un numero complessivo (in Italia ed all'estero) di atti negoziali pari a circa 19.200, circa 6.800 contratti (36 per cento del totale) hanno riguardato l'ambito *Natural Resources*; circa 11.100 contratti (58 per cento del totale) l'ambito *Energy Evolution*, circa 1.300 contratti (6 per cento) l'ambito *Support Function e altre attività*

Il quadro che emerge è rappresentativo delle diversità di *business* presenti all'interno di Eni: il settore *Exploration & Production (Natural Resources)* è caratterizzato da contratti di importo più elevato ed attività negoziali svolte prevalentemente all'estero, mentre i settori *Green Traditional Refining & Marketing* e *Chimica (Energy Evolution)* sono caratterizzati da un maggior numero di contratti, ma di importo unitario più contenuto e prevalentemente concentrati sul territorio nazionale.

#### **4.3.2 Tipologia degli atti negoziali**

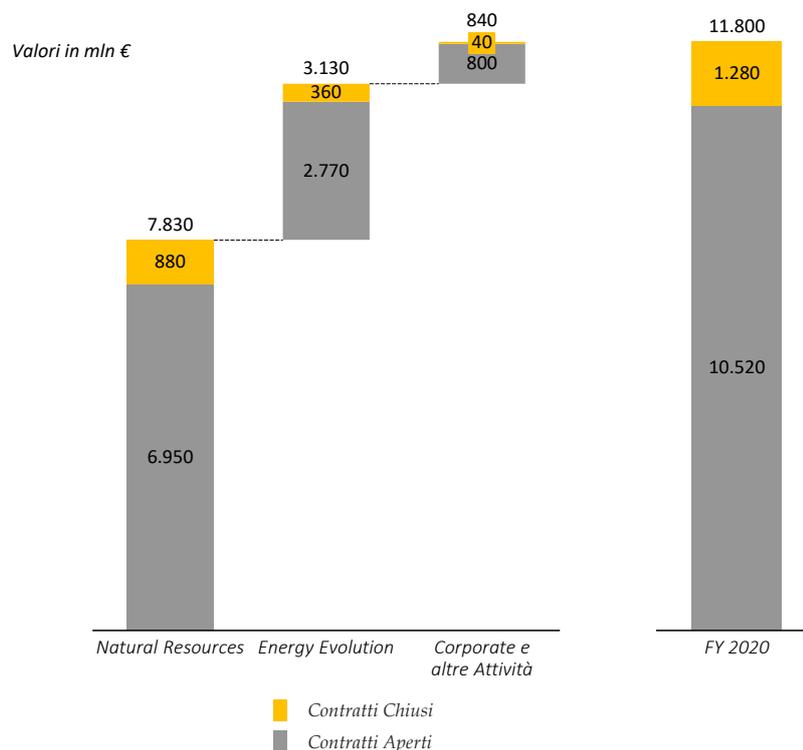
Come già anticipato, anche nel 2020 la tipologia di atto negoziale con maggiore incidenza è stato, in Italia e all'estero, il contratto aperto (in cui cioè la prestazione è pattuita con riferimento ad un determinato arco di tempo, per interventi non predeterminati nel numero, ma resi secondo le necessità dell'azienda), che rappresenta l'89 per cento del valore complessivo dell'attività posta in essere, come evidenzia il grafico che segue:

---

<sup>15</sup> Tra cui attività relative al settore *Exploration & Production*: 6.700 mln euro circa; *Ambientale* 1.100 mln euro circa; *Global Gas & LNG Portfolio* 30 mln euro circa.

<sup>16</sup> Tra cui attività relative al settore *Green Traditional Refining & Marketing*: 1.600 mln euro circa; *Chimica* 800 mln euro circa; *Eni Gas e Luce* 625 mln euro circa; *Power Generation & Marketing* 105 mln euro circa.

**Grafico 1**



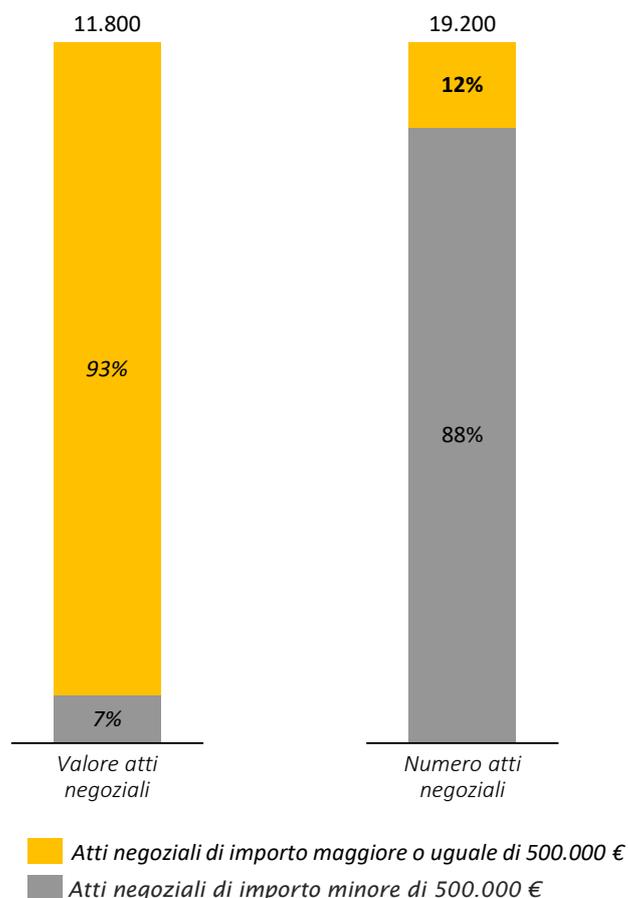
Fonte: Eni

Il prevalente ricorso al contratto aperto viene giustificato dall'esigenza di cumulare i fabbisogni trasversali di diverse realtà, garantendo lo sfruttamento di economie di scala e con l'ulteriore effetto di avere la concentrazione di volumi più elevati in un minor numero di processi di approvvigionamento. Tale impostazione continua a garantire una maggior efficienza ed efficacia dei processi, anche attraverso una migliore pianificazione dei fabbisogni.

#### 4.3.3 Numero e valore dei contratti superiori ai 500.000 euro

Come mostra il grafico seguente, i contratti di importo superiore ai 500.000 euro rappresentano circa il 93 per cento del valore complessivo dell'approvvigionato, pari al 12 per cento circa del numero dei contratti, ed hanno riguardato in prevalenza l'ambito *Natural Resources*, in particolare il settore *Exploration & Production*:

Grafico 2



Fonte: Eni

I settori *Green Traditional Refining & Marketing e Chimica*, come detto, si caratterizzano per un maggior numero di contratti di importo meno rilevante, avendo l'attività negoziale riguardato prevalentemente la manutenzione degli impianti produttivi.

#### 4.3.4 Procedure di affidamento

L'affidamento dei contratti aventi ad oggetto lavori, beni e servizi è disciplinato da un sistema normativo interno Eni<sup>17</sup> volto ad assicurare un processo di approvvigionamento integrato con gli obiettivi di *business* e strutturato secondo principi di economicità, efficacia, imparzialità,

<sup>17</sup> Il regime giuridico applicabile alle attività di approvvigionamento di Eni S.p.A. è prevalentemente di natura privatistica, salvo alcuni casi specifici, fra cui i contratti riguardanti l'estrazione di gas, ai quali si applica il d. lgs. n. 50 del 2016 e s.m.i. di recepimento delle Direttive 2014/23/UE, 2014/24/UE e 2014/25/UE. Nel 2020 il valore dei contratti aggiudicati in regime pubblicistico è stato di 510 mln, pari al 12,5 per cento dell'intero procurato dell'Eni S.p.A. di ca. 4.100 mln.

parità di trattamento, trasparenza, proporzionalità, pubblicità, sostenibilità, tutela dell'ambiente ed efficienza energetica.

La selezione dei fornitori avviene, in conformità alla normativa applicabile, attraverso un sistema di qualificazione aperto e costantemente aggiornato in base alle esigenze del *business* e alla verifica del possesso da parte dei fornitori di requisiti di carattere etico-professionale, economico-finanziario, tecnico-organizzativo e di tutela dei diritti umani necessari per il mantenimento della loro qualificazione.

Anche nel 2020 gli affidamenti di Eni S.p.A. e delle società controllate sono stati effettuati in prevalenza mediante gara (il 66 per cento contro il 34 per cento delle assegnazioni dirette). Il ricorso ad affidamenti diretti, senza l'indizione di gara, è infatti limitato a specifiche casistiche in cui siano assenti alternative di mercato o in cui il ricorso a fornitori alternativi comporti oggettive e sproporzionate diseconomie.

#### 4.4 Partecipazioni

Eni S.p.A. controlla, come capogruppo, 233 società e detiene partecipazioni in ulteriori 116 società controllate congiuntamente (*joint venture* e *joint operation*), e altre 26 partecipazioni rilevanti<sup>18</sup> (4 in Italia e 22 all'estero). Nella tabella che segue sono indicate le imprese controllate e collegate al 31 dicembre 2020 distinte per tipologia.

**Tabella 16 - Imprese controllate e collegate al 31 dicembre 2020**

	Italia	Estero	Totale
<b>Imprese controllate</b>			
Imprese controllate consolidate con il metodo integrale	38	151	189
Imprese controllate non consolidate	9	35	44
<i>di cui valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	5	30	35
<i>di cui valutate con il metodo del costo</i>	4	5	9
<b>Totale imprese controllate</b>	<b>47</b>	<b>186</b>	<b>233</b>
<b>Imprese collegate</b>			
Imprese in <i>joint operation</i> consolidate	4	5	9
Imprese in <i>joint operation</i> , <i>joint venture</i> e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto	24	46	70
Imprese in <i>joint operation</i> , <i>joint venture</i> e collegate valutate con il metodo del costo	2	27	29
Imprese possedute da controllate non consolidate		4	4
Imprese possedute da controllate congiunte		4	4
<b>Totale imprese collegate</b>	<b>30</b>	<b>86</b>	<b>116</b>

Fonte: Eni

<sup>18</sup> Riguardano le partecipazioni in imprese diverse dalle controllate, controllate congiunte e collegate superiori al 2 per cento o al 10 per cento del capitale, rispettivamente se quotate o non quotate.

Le società sono inserite nell'ambito delle linee di *business* di riferimento, sulla base delle attività svolte e dei settori operativi in cui operano.

In termini di struttura partecipativa è prevista una generale "segregazione" tra struttura societaria italiana e struttura societaria estera: conseguentemente non vi sono interposizioni di società estere nella catena di controllo delle società italiane e viceversa. In termini di articolazione le partecipazioni fanno riferimento a Eni SpA ovvero a *sub holding* di partecipazioni; in particolare, le principali *sub holding* sono rappresentate da:

- (i) Eni International BV, società di diritto olandese, a cui fanno riferimento la maggior parte delle società estere del Gruppo, principalmente operanti nelle attività *Exploration & Production*, caratterizzate dalla presenza di *branches* nei paesi in cui è svolta l'attività operativa;
- (ii) Eni Petroleum, a cui afferiscono le società dell'area geografica USA;
- (iii) Eni Investment, a cui afferiscono principalmente società operanti nel settore *Oil&Gas*, assunte a seguito di operazioni di *business combination*.

La maggior parte delle società controllate sono afferenti al settore *Exploration & Production* e sono rappresentate da realtà operanti nelle attività di esplorazione, sviluppo e produzione di idrocarburi, nelle aree di operatività del Gruppo, in Italia e all'estero.

Le società partecipate del settore *Global Gas & LNG Portfolio* riguardano società operanti nelle attività di trasporto internazionale di gas naturale, nelle attività di gestione e commercializzazione LNG e *trading* di *commodity*, per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini commerciali, sia di ottimizzazione del portafoglio di *asset* gas.

Le società del settore *Refining & Marketing* e Chimica riguardano: (i) per le attività raffinazione e *marketing*, le partecipazioni nelle raffinerie nazionali e internazionali, le strutture dedicate alle attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi nonché le attività di *trading* di greggi e prodotti sui mercati internazionali. Relativamente alle attività Chimiche la principale partecipazione è rappresentata dalla Versalis SpA a cui fanno riferimento le partecipazioni nazionali e internazionali che detengono gli impianti e le strutture commerciali dei prodotti petrolchimici.

Al settore Eni gas e luce, *Power & Renewables* fanno riferimento le attività di vendita *retail* di gas, elettricità e servizi connessi la cui principale partecipazione è rappresentata dalla Eni Gas e Luce SpA e relative partecipate. Le attività Power riguardano la generazione di energia

elettrica gestite dalla Eni Power SpA e relative partecipate. Infine, rientrano nel settore in esame il complesso delle partecipazioni italiane ed estere afferenti alle attività rinnovabili che risultano in fase di espansione anche tramite processi di acquisizione di nuove realtà.

Al settore *Corporate* e altre attività fanno riferimento, tra l'altro: (i) la Eni Rewind SpA che opera nel campo del risanamento ambientale attraverso le attività di approvvigionamento, ingegneria e realizzazione dei progetti e di logistica dei rifiuti; (ii) le società di servizi tra cui Eni Corporate University che opera nelle attività di formazione, Eni International Resources che si occupa del reperimento e della selezione delle risorse umane critiche e dell'allocazione sulle realtà del Gruppo e la Eni Servizi a cui sono affidate le attività di prestazione di servizi integrati agli edifici, alle persone e a supporto del *business*; (iii) le società finanziarie, tra cui, in particolare Eni Finance International, preposta alla gestione dei flussi di finanziamento alle società estere del gruppo e Banque Eni autorizzata all'esercizio dell'attività bancaria per l'erogazione di servizi finanziari a Eni e alle Società di Eni.

Con riferimento alle società controllate congiuntamente e collegate, le principali realtà riguardano la partecipazione nella *Var Energi*, società di diritto norvegese, operante nel settore *Oil&Gas* nel Mare del Nord, la partecipazione nella raffineria del sito di Ruwais negli Emirati (*Abu Dhabi Oil Refining Company*) nonché la partecipazione in Saipem, società quotata presso la borsa di Milano e operante nel settore *Engeneering&Construction*.

## 5. PIANO OPERATIVO 2021-2024 e DI LUNGO TERMINE (ROAD MAP 2050)

Il 19 febbraio 2021 Eni ha annunciato il Piano d'azione 2021-2024 e il Piano strategico di lungo termine al 2050.

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.

Il Piano si fonda sui seguenti 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 della flessibilità del 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 dovrebbe essere realizzata facendo leva su *know-how*, tecnologie proprietarie e innovazione e dovrebbe consentire di cogliere nuove opportunità di sviluppo ed efficienza, oltre che di migliorare la sicurezza sul lavoro e contribuire al raggiungimento dei 17 *Sustainable Development Goals* (SDG), su cui si fonda la *mission* Eni. L'evoluzione del portafoglio di *business* dovrebbe avere 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 intende perseguire una strategia puntando 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:

- riduzione del 25 per cento delle emissioni nette assolute *Scope 1, 2, 3* nel 2030 vs. 2018 e del 65 per cento nel 2040;
- riduzione del 15 per cento dell'intensità emissiva netta dei prodotti energetici venduti al 2030 vs. 2018 e del 40 per cento al 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.

## 5.1 Dettagli per linea di *business* del Piano 2021-2024 e Piano di lungo termine al 2050

### **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 per cento nel 2030 e ad oltre il 90 per cento nel 2050. Le emissioni *Scope 1 e 2* delle attività *upstream* calcolate in base alla produzione *equity* sono previste azzerarsi nel 2030 facendo leva oltre che sull'efficienza energetica, sui progetti di conservazione delle foreste primarie e secondarie che assicureranno la compensazione di emissioni di CO<sub>2</sub> per circa 20 milioni di tonnellate al 2030 e circa 40 milioni di tonnellate annue al 2050. Altro *driver* per il conseguimento degli

obiettivi di decarbonizzazione di Gruppo sono i progetti per la cattura e la sequestrazione geologica della CO<sub>2</sub>, 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: i) la crescita delle produzioni nel periodo 2020-2024 a un tasso medio annuo del 4 per cento, grazie al contributo dei progetti già avviati o in avvio nel quadriennio; ii) la *capital discipline* con una spesa media di circa 4,5 miliardi per anno nel quadriennio 2021-2024, caratterizzata da elevata flessibilità (>55 per cento *capex uncommitted* nel periodo 2023-2024); iii) l'ulteriore sviluppo delle iniziative integrate con il settore *Global Gas & LNG Portfolio* per la valorizzazione del *gas equity*; iv) la massimizzazione dell'efficienza e della continuità operativa; v) la valorizzazione e sviluppo del portafoglio esplorativo, con l'obiettivo di scoprire 2 miliardi di boe (barile di petrolio equivalente) 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*, allo scopo di ridurre l'esposizione finanziaria e consentire una crescita più accelerata degli *asset* stessi. Le suddette linee d'azione dovrebbero consentire 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, 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 in crescita in Medio ed Estremo Oriente, 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 per cento vs. 2020) con una quota di gas da progetti *equity* superiore al 70 per cento. Alla creazione di valore contribuirà anche la massimizzazione della generazione di cassa dagli *asset* di trasporto gas internazionale.

Le suddette linee d'azione dovrebbero consentire 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 per cento della vendita di prodotti decarbonizzati.

Il Piano 2021-24 prevede: i) l'ottimizzazione delle attività di raffinazione tradizionale (sfruttando le flessibilità del sistema) nonché il raggiungimento del pieno potenziale del complesso di raffinazione di Ruwais; ii) 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 per cento di cariche "waste & residues"; iii) 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: i) 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; ii) lo sviluppo della chimica da rinnovabili, con nuovi processi e prodotti; iii) l'espansione di iniziative di economia circolare, in particolare riciclo meccanico e chimico, anche attraverso il ricorso a *partnership*; iv) 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 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: i) la realizzazione di 4 GW di capacità installata al 2024, con investimenti pari a 3,2 miliardi nell'arco di piano; ii) crescita del portafoglio clienti maggiore di 11 milioni al 2024, anche attraverso l'espansione internazionale, con ingresso nel mercato iberico; iii) il focus su servizi *extra-commodity* e la massimizzazione del valore legato alla transizione energetica; iv) la massimizzazione dei risultati *power*, grazie alla flessibilità e all'efficienza degli impianti di generazione e il ricorso ad investimenti mirati; v) l'individuazione e sviluppo di nuove soluzioni tecnologiche a basso impatto carbonico.

## **5.2 Operazioni più rilevanti di Eni S.p.A. nel 2020**

Tra le molteplici attività poste in essere da Eni S.p.A. nel corso dell'esercizio 2020, meritano di essere segnalate, per il loro rilievo, quelle di seguito riportate:

### **- Acquisizione di Finproject S.p.A.**

Autorizzazione alla presentazione, da parte di Versalis, di un'offerta vincolante per l'acquisizione di Finproject S.p.A. con previsione di:

- sottoscrizione del contratto di compravendita per l'acquisizione del 40 per cento della partecipazione ad un prezzo di ca 75 milioni di euro,
- sottoscrizione di un contratto di opzione *put/call* per l'acquisizione della restante partecipazione del 60 per cento, ad un prezzo di 150 milioni di euro, con possibile

variazione fino a un massimo di  $\pm 35$  milioni di euro in funzione delle variazioni dell'EBITDA medio nel periodo 2019-2020.

L'acquisizione del 40 per cento è stata finalizzata nel 2020; l'esercizio dell'opzione e l'acquisto del restante 60 per cento è avvenuto nel 2021 (per circa 124 milioni di euro).

- **Emissioni obbligazionarie EMTN.**

Autorizzazione all'emissione, entro il 31 marzo 2022, di uno o più prestiti obbligazionari destinati a investitori istituzionali, per un importo massimo complessivo di 4 miliardi di euro e revoca della precedente delibera di emissione, per la parte non ancora eseguita.

- **Kazakhstan: transazione su Karachaganak.**

Autorizzazione alla firma del *Settlement Agreement* per la risoluzione del contenzioso con la Repubblica del Kazakhstan (RoK) sulla ripartizione del *profit oil* tra i partecipanti al progetto.

Il *Settlement Agreement* prevede, tra l'altro:

- il pagamento nel 2021 a favore della RoK di 424 milioni di dollari (in quota Eni) (395 milioni di dollari attualizzati al 1° gennaio 2020);
- la modifica del meccanismo di ripartizione del *profit oil* a partire dal 1° gennaio 2021.

- **Egitto - Meleiha Development Area: accordi per nuova concessione.**

Autorizzazione alla finalizzazione degli accordi, tra IEOC Production BV, Lukoil e EGPC (Egyptian General Petroleum Corporation), relativi alla nuova concessione per la Meleiha Development Area in Egitto che prevedono:

- un impegno di spesa di 334,4 milioni di dollari (in quota Eni) per la realizzazione degli obblighi tecnici e la perforazione dei pozzi di sviluppo;
- una garanzia di IEOC a copertura di detto impegno di spesa, tramite la produzione proveniente da tutte le licenze detenute nel paese.

È inoltre prevista la firma di un "*Gas Sales Agreement*" relativo al gas prodotto dalla concessione.

- **Nigeria: dismissione partecipazione nel blocco OML 17.**

Approvazione della cessione della partecipazione detenuta nella *Oil Mining Lease 17* (OML 17) da *Nigerian Agip Oil Company* a *Trans-Niger Oil and Gas*, al prezzo di 88,9 milioni di dollari, in quota Eni (a fronte degli originari 104,3 milioni).

- **Emissioni obbligazionarie ibride.**

Autorizzazione all'emissione di uno o più prestiti obbligazionari subordinati ibridi, da collocare presso investitori istituzionali, per un ammontare complessivo non superiore a 5 miliardi di euro o equivalente in altra valuta, da emettersi in una o più *tranches* entro il 30 giugno 2022.

- **Val d'Agri: accordi preliminari con la Regione per il rinnovo della concessione.**

Autorizzazione alla firma di un accordo preliminare tra Eni, Shell e la Regione Basilicata per la proroga della concessione in Val d'Agri, scaduta ad ottobre 2019.

L'accordo preliminare contiene i termini principali del nuovo protocollo d'intenti, successivamente finalizzato tra le parti, e che prevede, in quota Eni, il pagamento di contributi per un valore complessivo pari a 434 milioni di euro.

- **Abu Dhabi: modifica consorzio per il blocco 3 offshore.**

Autorizzazione a presentare ad ADNOC la nuova composizione del consorzio per l'assegnazione del blocco 3 in Abu Dhabi, che prevede Eni quale operatore al 70 per cento e PTEEP, compagnia di stato thailandese, quale *partner* al 30 per cento; alla firma di un *cross indemnity agreement* con PTTEP, per ripartire l'esposizione contrattuale in proporzione ai rispettivi obblighi.

Viene anche previsto un limite di 5 miliardi di dollari alla *parent company guarantee* di Eni, già autorizzata dal Cda, a copertura di tutti gli obblighi contrattuali, presenti e futuri.

- **Egitto: accordi per la risoluzione del contenzioso su Damietta.**

Autorizzazione alla firma degli accordi tra Eni, la Repubblica Araba d'Egitto, EGPC (*Egyptian General Petroleum Company*), EGAS (*Egyptian Natural Gas Holding Company*) e Naturgy, per la risoluzione del contenzioso sul terminale LNG di Damietta, a seguito dell'arbitrato vinto da *Union Fenosa Gas* (*joint venture* tra Eni e Naturgy) contro l'Egitto, per le mancate consegne di gas a detto terminale.

- **Grecia: cessione della partecipazione di Eni Gas e Luce in Eda Thess.**

Autorizzazione alla cessione della partecipazione (del 49 per cento) detenuta da Eni Gas e Luce nella società "*Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly S.A.*" ("*Eda Thess*") a *Depa Infrastructure S.A.*, ad un prezzo di 136,7 milioni di euro.

- **UK: offerta per il 20 per cento di due progetti eolici nel Dogger Bank.**

Autorizzazione alla sottomissione di un'offerta per l'acquisizione del 20 per cento di due società titolari ciascuna di una delle aree che compongono il progetto "Dogger Bank Offshore Wind Farm", per un esborso complessivo di 685 milioni di sterline; al rilascio: i) di una *parent company guarantee* da parte di Eni International BV per pari importo e ii) di ogni altra garanzia addizionale funzionale alla chiusura dell'operazione.

- **UK: offerta nella 4° gara per licenze eoliche offshore.**

Autorizzazione alla conclusione di un accordo con *Mainstream Renewable Power Limited* ("MRP") per la partecipazione alla gara relativa all'assegnazione di nuove concessioni marine per lo sviluppo di parchi eolici *offshore*, con impegni per Eni non proporzionali alla sua quota di partecipazione (di contributi fino a 50 milioni di sterline e lettere di credito fino a 40 milioni di sterline).

- **Norvegia: accordo transattivo sul progetto "Balder X".**

Autorizzazione alla firma di un accordo transattivo tra Eni *International BV* e *Point Resources Holding AS* (soci in *Var Energi*, a controllo congiunto), per la risoluzione del conflitto sorto sugli accordi stipulati in occasione della costituzione di *Var Energi*. L' accordo transattivo prevede il trasferimento a Eni *International* di azioni di *Var Energi* pari allo 0,25 per cento del capitale sociale, a fronte dei costi relativi al progetto "Balder X".

- **Spagna: offerta per l'acquisizione di Aldro Energia.**

Autorizzazione alla presentazione di un'offerta vincolante per l'acquisizione, da parte di Eni Gas e Luce, del 100 per cento delle società spagnole *Aldro Energia y Soluciones*, di vendita di energia elettrica e gas e *Instalaciones Martínez Díez*, che svolge servizi accessori, con un esborso complessivo di 240 milioni di euro. È inoltre richiesta autorizzazione:

- in caso di accettazione dell'offerta, alla negoziazione dei termini dell'accordo di vendita;
- a rilasciare: i) una *parent company guarantee* e ii) ogni altra garanzia addizionale necessaria per completare l'operazione.

Si segnala, infine, fra le operazioni più rilevanti poste in essere nel 2021, l'avvio dell'*iter* di offerta pubblica iniziale e quotazione azionaria del *business* che integra le attività *retail gas&power*, la produzione di energia da rinnovabili e la rete di punti di ricarica per veicoli elettrici ("Eni R&R"), con l'intenzione di completare l'operazione entro il 2022 (Plenitude). Tale

nuovo veicolo societario ha l'obiettivo di massimizzare la valorizzazione e visibilità del modello unico integrato e fa parte del più ampio impegno di Eni di creare valore attraverso la transizione energetica e di raggiungere le zero emissioni nette. Plenitude, di cui Eni manterrà una quota di maggioranza e supporterà con tecnologie proprietarie, competenze ingegneristiche e di *project management*, combina produzione da rinnovabili, vendita di energia elettrica e servizi energetici a clienti *retail* e una rete capillare di punti di ricarica per veicoli elettrici.

## 6. CONTENZIOSO

Eni spa e il Gruppo sono parte in procedimenti penali, civili e amministrativi, oppure interessati da procedimenti penali riguardanti componenti degli organi o dipendenti per ipotesi di reato connessi alle attività della Società stessa.

Al riguardo è previsto in bilancio un fondo rischi per contenziosi di 385 mln al 31 dicembre 2020 (850 mln al 31 dicembre 2019), come esposto nella tabella n. 47, onde far fronte a 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.

La decisione di procedere ad accantonamenti al fondo rischi e/o di determinarne l'entità è frutto di un processo complesso di analisi dei rischi e implica giudizi di probabilità, in cui rientrano anche valutazioni di tipo soggettivo, da parte del *management*.

Pertanto, sussiste l'eventualità che la Società possa essere chiamata a sostenere, come rappresentato dall'Ente stesso nella relazione finanziaria 2020, costi non previsti o ulteriori, in aggiunta agli importi già stanziati in bilancio, in particolare per:

- l'incertezza, rispetto all'esito finale, che ciascun procedimento presenta;
- il verificarsi di sviluppi che il *management* potrebbe non aver valutato in ordine all'esito del contenzioso;
- l'emergere di nuove evidenze e informazioni.

A tal riguardo, la Società si rivolge frequentemente a professionisti e strutture esterne, per accertamenti ed approfondimenti su tematiche e problemi di particolare complessità, al dichiarato fine di poter assumere le proprie scelte con la massima neutralità e trasparenza anche nei confronti di interlocutori esterni.

Di seguito, si riporta una sintesi aggiornata dei procedimenti più significativi pendenti.

Per essi, salvo diversa indicazione, non risulta effettuato uno stanziamento al fondo rischi in quanto l'Eni ha giudicato un esito sfavorevole improbabile o l'entità dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

**- Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) - Sito di Crotona (Discarica di Farina Trappeto).**

Il procedimento penale avviato nel 2010 dalla Procura di Crotona 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, si è concluso con sentenza del GUP del 1° luglio 2020 di proscioglimento nei confronti di tutti gli imputati. La Società ha promosso 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.

**- Eni Rewind SpA - Sito di Porto Torres.**

Nel 2011 la Procura di Sassari ha chiesto il rinvio a giudizio del direttore di stabilimento Eni Rewind SpA di Porto Torres per asserito disastro ambientale e avvelenamento di acque e sostanze destinate all'alimentazione. Nel 2013 la stessa Procura ha modificato le imputazioni in forma colposa e non dolosa. Al termine dell'udienza preliminare, nel luglio 2021 il GUP di Sassari ha pronunciato sentenza di non luogo a procedere nei confronti di tutti gli imputati.

**- 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 quelli di gestione di discarica non autorizzata e disastro ambientale, mentre a Eni Rewind SpA è contestata anche la violazione del decreto legislativo n. 231 del 2001. A seguito di rinvio a giudizio, una volta instaurato il giudizio di primo grado è stata ammessa la costituzione di parte civile del MITE e il Tribunale, accogliendo in parte le doglianze della difesa, ha dichiarato inesistente il decreto di rinvio a giudizio nei confronti di Eni Rewind quale responsabile amministrativo ex decreto legislativo n. 231 del 2001, restituendo gli atti al GUP, che dovrà quindi notificare alla Società nuovo decreto di fissazione di udienza preliminare. È in corso, invece, il dibattimento avanti il Tribunale collegiale nei confronti di 4 dirigenti della Società.

#### **- 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. Nei confronti di Eni Rewind SpA è stata notificata richiesta di rinvio a giudizio, ai sensi del decreto legislativo n. 231 del 2001. Al termine dell'udienza preliminare, il GUP ha pronunciato sentenza di non luogo a procedere nei confronti di tre dirigenti Eni Rewind, in relazione ai reati di gestione di discarica non autorizzata e getto pericoloso di cose, essendosi i reati estinti per intervenuta prescrizione, e nei confronti di Eni Rewind con riguardo all'illecito amministrativo contestato ex decreto legislativo n. 231 del 2001. Contestualmente, il GUP ha disposto il rinvio a giudizio dei dirigenti Eni Rewind per il reato di disastro avanti al Tribunale monocratico di Sassari. Una volta instaurato il giudizio di primo grado si è costituito parte civile il MITE e il Giudice monocratico ha trasmesso gli atti al Tribunale collegiale presso cui pende il procedimento penale c.d. Minciaredda per l'eventuale riunione dei due processi.

#### **- Eni Rewind SpA - Procedimento amianto Ravenna.**

Il procedimento penale ha 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 verificati a partire dal 1991. Le persone offese indicate nel capo di imputazione risultano 75, per i reati di 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, la CISL e la UIL provinciali, Legambiente ed altre associazioni ambientaliste. Eni Rewind SpA, chiamata in giudizio quale responsabile civile, ha concluso alcuni accordi transattivi. Il giudizio di primo grado si è concluso con una sentenza di assoluzione per tutti gli imputati con riferimento a 74 dei 75 casi inizialmente contestati, nonché per l'ipotesi di disastro. In data 25 maggio 2020, la Corte d'Appello di Bologna ha assolto gli imputati, ed il responsabile civile, per 74 casi, ha preso atto del passaggio in giudicato dell'assoluzione per la contestazione di disastro e ha confermato la condanna per un unico caso. Ha, altresì, dichiarato inammissibili gli appelli di numerose parti civili. La difesa

Eni ha presentato ricorso in Cassazione contro la condanna; alcune parti civili hanno impugnato la sentenza di assoluzione.

**- Raffineria di Gela SpA - Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) SpA - Disastro innominato.**

Il procedimento penale a carico di dirigenti della Raffineria di Gela e di EniMed SpA riguarda 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 decreto legislativo n. 231 del 2001. È in corso il giudizio di primo grado dinanzi al Tribunale di Gela.

**Eni SpA - Indagine Val d'Agri.**

Nell'ambito di indagini volte ad accertare la sussistenza di un traffico illecito di rifiuti prodotti dal Centro Olio Val d'Agri (COVA) di Viggiano e smaltiti in impianti di depurazione su territorio nazionale, nel marzo 2016 la Procura di Potenza ha disposto gli arresti domiciliari per cinque dipendenti Eni e posto sotto sequestro alcuni impianti funzionali all'attività produttiva in Val d'Agri che, conseguentemente, è stata interrotta. La Procura ha richiesto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati e la persona giuridica Eni, ai sensi del decreto legislativo n. 231 del 2001. Il Tribunale di Potenza, in data 10 marzo 2021, ha emesso sentenza con cui, in relazione alla contestazione di falso ideologico in atto pubblico, ha assolto tutti gli imputati; in relazione alle contravvenzioni in contestazione, ha dichiarato non doversi procedere per intervenuta prescrizione; infine, in relazione all'ipotesi di traffico illecito di rifiuti, ha assolto due ex dipendenti del Distretto Meridionale per non avere commesso il fatto, ha condannato sei ex funzionari del medesimo Distretto con sospensione della pena ed ha correlativamente condannato Eni ai sensi del decreto legislativo n. 231 del 2001, disponendo la confisca della somma 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. Avverso tutti i profili di condanna Eni intende proporre appello.

#### **- Eni SpA - Indagine sanitaria attività del COVA.**

Nell'ambito di un procedimento penale per traffico illecito di rifiuti, gli aspetti sanitari 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 segnalazione del consulente della Procura, veniva 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. Nell'ottobre 2017 la Società apprendeva del mutamento delle ipotesi di reato, per le quali indaga la Procura, in fattispecie delittuose di disastro, lesioni personali colpose, con violazione della normativa in materia di salute e sicurezza.

#### **- Eni SpA - Procedimento penale Val d'Agri - Spill Serbatoio.**

Nel febbraio 2017 i Carabinieri del NOE 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, sottoposto a sequestro giudiziario. 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 decreto legislativo n. 231 del 2001, per il medesimo reato. Nell'aprile 2017, Eni ha sospeso l'attività industriale presso il COVA; l'attività petrolifera è stata riavviata nel luglio 2017, con le necessarie autorizzazioni da parte della Regione, una volta completati gli accertamenti e le verifiche che hanno confermato, secondo Eni, l'integrità dell'impianto e la presenza delle condizioni di sicurezza. La Società ha, peraltro, risarcito il danno ad alcuni privati proprietari delle aree limitrofe al COVA; con altri ha in corso trattative. Nel settembre 2019 il Pubblico ministero ha disposto la separazione della posizione di un dipendente, sottoposto a misura cautelare, da quella degli altri indagati Eni, con contestuale formazione nei soli suoi confronti di un autonomo fascicolo e ha ottenuto dal GIP l'emissione, nei confronti del medesimo, del decreto di giudizio immediato che è, peraltro, ancora pendente.

Nell'ambito del parallelo procedimento nei confronti dei rimanenti dipendenti e di Eni quale responsabile ai sensi del decreto legislativo n. 231 del 2001, nel marzo 2020 la Procura della Repubblica, dopo aver emesso avviso di conclusione delle indagini preliminari, ha avanzato richiesta di rinvio a giudizio.

**- Raffineria di Gela SpA/Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) SpA - Gestione rifiuti discarica CAMASTRA.**

Nel giugno 2018 la Procura di Palermo ha avviato nei confronti delle società Eni Raffineria di Gela SpA e di EniMed SpA un procedimento penale per 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*; alle società è contestato l'illecito amministrativo da reato di cui al decreto legislativo n. 231 del 2001. La condotta illecita deriverebbe dalla fraudolenta certificazione dei rifiuti, ai fini della ricezione in discarica. Il procedimento si è concluso con richiesta di archiviazione nei confronti dell'amministratore delegato della Raffineria di Gela SpA e della medesima società, mentre è stato chiesto il rinvio a giudizio sia per l'Amministratore delegato di Enimed sia per la Società. Il procedimento è pendente innanzi al Tribunale di Agrigento.

**Versalis SpA - Sequestro preventivo presso lo stabilimento di Priolo Gargallo.**

Nel febbraio 2019 il Tribunale di Siracusa, su richiesta della Procura, ha disposto il sequestro preventivo (consentendo la facoltà d'uso degli impianti di Versalis), nell'ambito di una indagine riguardante i reati di getto pericoloso di cose e di inquinamento ambientale, a carico dell'ex direttore dello stabilimento, nonché, ai sensi del decreto legislativo n. 231 del 2001, della stessa Versalis e delle altre industrie del Polo industriale, relativa alle emissioni prodotte dal complesso industriale di Priolo Gargallo. Versalis aveva provveduto già da qualche anno alla realizzazione dei miglioramenti impiantistici richiesti dalla Procura e dai suoi consulenti; il Tribunale del riesame 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 da parte della Procura della Repubblica, con la formulazione delle ipotesi di reato, già contestate in precedenza, di getto pericoloso di cose e di inquinamento ambientale relativi alle emissioni prodotte dal complesso industriale di Priolo Gargallo, a carico dell'ex direttore dello stabilimento di Versalis e di altri dipendenti e relative imprese facenti parte del

Polo Industriale di Priolo. Nei confronti di Versalis viene contestata la responsabilità amministrativa ai sensi del decreto legislativo n. 231 del 2001.

Il procedimento risulta pendente nella fase della conclusione delle indagini preliminari.

#### **- Eni SpA - Incidente mortale Piattaforma offshore Ancona.**

Il 5 marzo 2019 durante la fase di scarico di un serbatoio dalla piattaforma a un *supply vessel* si è verificato 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, che è deceduto.

In relazione a tale evento, la Procura di Ancona ha disposto accertamenti tecnici irripetibili, in esito ai quali ha proceduto all'iscrizione, quali soggetti indagati, del responsabile e del delegato sicurezza del distretto al momento del fatto, nonché di Eni quale persona giuridica ai sensi del decreto legislativo n. 231 del 2001. In data 6 maggio 2021, la Procura della Repubblica di Ancona ha notificato l'avviso di conclusione delle indagini ed il procedimento risulta pendente in tale fase.

#### **- Raffineria di Gela SpA ed 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 le nuove discariche controllate. Il procedimento penale ha ad oggetto i reati di inquinamento ambientale, omessa bonifica, lesioni personali colpose e gestione illecita di rifiuti. L'Autorità giudiziaria ha proceduto a un'acquisizione documentale presso la sede di Eni Rewind SpA di Gela e della Raffineria di Gela che, nel periodo 1° gennaio 2017-20 marzo 2019, hanno gestito gli impianti asserviti alla bonifica della falda del sito. Successivamente è stato notificato un decreto di sequestro di undici piezometri del sistema di barrieramento idraulico, con contestuale informazione di garanzia nei confronti di nove dipendenti della Raffineria di Gela e quattro dipendenti della società Eni Rewind SpA. Sono poi stati disposti accertamenti tecnici irripetibili, al fine di

effettuare analisi sia sui piezometri posti sotto sequestro, sia sugli impianti TAF e TAS. Il procedimento è ancora in fase di indagini preliminari.

**- Eni Rewind SpA e Versalis SpA - Mantova - Indagine in materia di reati ambientali.**

Procedimento penale riguardante le attività ambientali nel tempo svolte nell'ambito del Sin di Mantova dalle società facenti parte del sito.

Nell'agosto e settembre 2020 la Procura della Repubblica notificava avviso di conclusione delle indagini preliminari da cui emergeva l'iscrizione nel registro degli indagati di dipendenti Eni Rewind, di dipendenti Versalis e di dipendenti di Edison SpA per le ipotesi di reato di danneggiamento/inquinamento ambientale (a seconda del periodo temporale contestato), omessa comunicazione agli Enti di contaminazione ambientale, omessa bonifica e (solo per dipendenti Versalis) gestione di rifiuti non autorizzata. Le società Eni Rewind, Versalis ed Edison risultavano sottoposte ad indagini per la responsabilità amministrativa ai sensi del decreto legislativo n. 231 del 2001.

La Procura della Repubblica formulava, poi, richiesta di archiviazione di alcune posizioni soggettive di Eni Rewind e di Versalis, stralciate dal procedimento e successivamente archiviate. Per il resto, la Procura della Repubblica ha formulato richiesta di rinvio a giudizio, sostanzialmente confermando le contestazioni precedentemente formulate.

Il procedimento è attualmente in fase di udienza preliminare avanti al GUP di Mantova.

**- Eni SpA (R&M) Deposito di Civitavecchia - Procedimento penale inquinamento falda.**

Con riguardo al periodo in cui Eni ha gestito il deposito di Civitavecchia (2008-2018) 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 avviato da Eni. Eni risulta indagata ai sensi del decreto legislativo n. 231 del 2001.

A seguito di richiesta di rinvio a giudizio, è stata fissata l'udienza preliminare per il 10 febbraio 2022 .

### **- Eni S.p.A. R&M Raffineria di Livorno - Procedimento penale infortunio sul lavoro**

In data 20/10/2020 è stato notificato presso la Raffineria di Livorno un avviso per Eni S.p.A. quale ente sottoposto ad indagini preliminari nell'ambito del procedimento penale n. 3299/19 RGNR pendente innanzi alla Procura della Repubblica presso il Tribunale di Livorno. Il procedimento penale ha ad oggetto un infortunio sul lavoro occorso nell'estate del 2019 presso una cabina elettrica della Raffineria e in seguito al quale due dipendenti hanno riportato ustioni di secondo e terzo grado. Il reato presupposto per cui è stato aperto il procedimento è quello di lesioni personali aggravate, mentre alla società viene contestato l'illecito amministrativo da reato ai sensi del decreto legislativo n. 231 del 2001.

In data 1° settembre 2021 la Procura della Repubblica di Livorno ha notificato al direttore della raffineria di Livorno l'avviso di conclusione delle indagini preliminari, atto da cui emerge che sono state stralciate dal procedimento le posizioni dei tre dipendenti della funzione Servizi Tecnici/Manutenzione Elettro-Strumentale e che la contestazione è invece formulata solo in capo al datore di lavoro, all'RSPP e alla società. Il procedimento rimane pendente in fase di conclusione delle indagini preliminari.

### **6.1 Procedimenti civili o amministrativi in materia di salute, sicurezza e ambiente.**

#### **- Eni Rewind SpA (in precedenza Syndial SpA) - Risarcimento danni per l'inquinamento da DDT del Lago Maggiore (Pieve Vergonte).**

Nel maggio 2003, il Ministero dell'ambiente ha citato in giudizio Syndial SpA, chiedendo il risarcimento di un asserito danno ambientale attribuito alla gestione del sito di Pieve Vergonte nel periodo 1990-1996. Con la sentenza di primo grado del luglio 2008, il Tribunale civile di Torino ha condannato Eni Rewind SpA al risarcimento del danno, quantificandolo in 1.833,5 milioni oltre agli interessi legali, dalla data del deposito della sentenza. Eni Rewind SpA ha appellato la predetta sentenza. Nel marzo 2017 la Corte d'Appello ha escluso l'applicazione del risarcimento per equivalente monetario (art. 18 Legge 349/1986) e ha annullato la precedente condanna di Eni Rewind SpA, e richiesto da parte di Eni Rewind SpA l'esecuzione del Progetto operativo di bonifica (POB) per la parte relativa agli interventi sulle acque sotterranee, nonché alcune misure di riparazione compensativa; infine, ha respinto tutte le altre domande del

Ministero (inclusa quella per danno non patrimoniale). Il valore delle misure di riparazione individuate dalla Corte, quantificato per la sola ipotesi di mancata o imperfetta esecuzione da parte di Eni Rewind SpA delle stesse, è stimato in circa 9,5 milioni. Il POB è stato presentato da Eni Rewind SpA, approvato dagli Enti e già in corso di esecuzione. A seguito di ricorso in Cassazione da parte del Ministero dell'Ambiente, con sentenza n. 18811, depositata in data 2 luglio 2021, la Corte di Cassazione ha statuito definitivamente sul contenzioso di danno ambientale del sito di Pieve Vergonte, respingendo il ricorso presentato dal Ministero dell'Ambiente e confermando le motivazioni della Corte di Appello. In particolare, la Cassazione ha affermato che le misure di ripristino e compensazione ambientale adottate dalla Società sono, in coerenza con la normativa sul danno ambientale, idonee a risarcire il pregiudizio fatto valere dal Ministero.

**- Eni Rewind SpA - Versalis SpA - Eni SpA (R&M) - Rada di Augusta.**

Nel 2005, il Ministero dell'Ambiente ha prescritto alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Eni Rewind, Versalis SpA 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 sul polo petrolchimico. Le 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.

Il TAR Catania (nel 2012) ha accolto i ricorsi contro l'obbligo di rimozione di sedimenti e di realizzazione del barrieramento fisico. Avverso tale decisione, il Ministero ha proposto appello avanti al Consiglio di giustizia amministrativa. Il CGA si è pronunciato con sentenza n. 757/2018 sugli appelli pendenti avverso diverse sentenze del Tar Catania accogliendo solo in parte le censure degli enti.

Nel settembre 2017, il Ministero dell'ambiente ha notificato a tutte le Società del gruppo presenti nel sito di Priolo, diffida e messa in mora (finalizzata all'azione di risarcimento del danno ambientale) ad avviare - entro 90 giorni - interventi di bonifica e ripristino ambientale della Rada.

A giugno 2019, presso il Ministero dell'ambiente, è stato istituito un tavolo tecnico permanente per la Bonifica della Rada di Augusta.

La Società 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.

In data 23 settembre 2020 la società ha preso parte alla Conferenza di servizi istruttoria con il MATTM e gli enti competenti, ed ha esposto gli esiti degli approfondimenti svolti che confermano la storicità della contaminazione e la sua non diffusione nell'ambiente circostante. Nel prosieguo la Società ha avanzato istanza di partecipare alle successive Conferenze di Servizi; tuttavia il Ministero ha ritenuto l'istanza non accoglibile.

Ad aprile 2021 il Ministero ha concluso il Tavolo tecnico confermando l'impostazione giuridica e tecnica iniziale e senza acquisizione della posizione avanzata dal Gruppo Eni. La Società ha presentato ricorso e ha sollecitato il Libero Consorzio Comunale di Siracusa (LCCS) ad avviare l'iter di individuazione del soggetto responsabile dell'inquinamento.

È in corso la valutazione circa opportunità di effettuare nuove indagini integrative sulla storicità degli apporti alla contaminazione derivanti dai cicli produttivi che si sono susseguiti negli anni.

#### **- 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 SpA ed Eni un ricorso per accertamento tecnico preventivo 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. 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. 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, per mancata prova del nesso di causalità tra la patologia e il presunto inquinamento di origine

industriale. La sentenza di primo grado è stata impugnata dalla controparte innanzi alla Corte d'Appello di Caltanissetta. Nel giugno del 2021 il Tribunale civile di Gela ha emesso una seconda sentenza di merito che ha rigettato integralmente la domanda risarcitoria, per mancata prova del nesso di causalità tra la patologia e il presunto inquinamento di origine industriale.

#### **- Eni Rewind SpA - Risarcimento del danno ambientale (Sito di Cengio).**

Dal 2008 è pendente un'azione risarcitoria d'anzì al Tribunale di Genova avviata dal Ministero dell'ambiente e dal Commissario delegato alla gestione dello stato di emergenza ambientale nel territorio del Comune di Cengio nei riguardi di Eni Rewind SpA per 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. Nel marzo 2019 il Ministero dell'ambiente ha presentato a Eni Rewind SpA una proposta di chiusura transattiva della causa. La Società ha risposto con una controproposta nel luglio 2019. Sono intervenuti alcuni incontri in ottica conciliativa, senza tuttavia sostanziali modifiche rispetto l'andamento dei tentativi transattivi precedenti. Nell'udienza del 27.05.2021, il giudice, preso atto della situazione, ha disposto il prosieguo della CTU e rinviato l'udienza ad altra data.

In data 10 agosto 2021, la Società ha promosso altresì ricorso straordinario al Presidente della Repubblica avverso la nota MITE del 12 aprile 2021 per l'annullamento della parte in cui il MITE richiede alla Società di avviare un nuovo procedimento ai sensi del Titolo V del Codice dell'ambiente (che disciplina la bonifica dei siti contaminati) al fine di ricostruire, alla luce di una presunta contaminazione, il modello concettuale e i conseguenti interventi atti al suo contenimento/eliminazione e avverso il parere ISPRA-ARPA Liguria riferiti all'analisi di rischio sanitario per la Zona A3 del sito.

#### **- Val d'Agri - Eni/Vibac.**

A settembre 2019, è stato notificato un atto di citazione dinanzi al Tribunale di Potenza da parte di 80 soggetti, residenti in vari Comuni della Val d'Agri, i quali lamentano danni patrimoniali, non patrimoniali, danni biologici e morali, tutti derivanti dalla presenza di Eni sul territorio. 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. Il giudizio è ancora in corso.

**- 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 da un'associazione di pescatori, sette contenziosi nei confronti di Eni SpA, di una controllata (Eni Oil & Gas Inc.) e diverse altre compagnie petrolifere, finalizzati al 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 passati alla competenza delle Corti Federali, su impulso dei convenuti, per asserita carenza di giurisdizione delle Corti Statali.

Le Corti Federali hanno stabilito che i casi dovessero ritornare alle Corti Statali.

I convenuti hanno, pertanto, presentato appello alla Corte d'Appello Federale (9th Circuit Court).

Dopo un periodo di sospensione in attesa della decisione della 9th Circuit Court sulla competenza giurisdizionale, il 26 maggio 2020 la 9th Circuit Court ha disposto il rinvio dei procedimenti alle Corti Statali. Il 9 luglio 2020 Eni Oil & Gas Inc. ha quindi sottoscritto, insieme ad altri convenuti, una *petition for rehearing en banc* per chiedere alla 9th Circuit Court una revisione della decisione di rinvio. I contenziosi rimarranno sospesi fino alla relativa decisione. La 9th Circuit Court ha rigettato la *petition for rehearing en banc* ma, su richiesta dei convenuti, ha concesso una sospensione dei procedimenti di 120 giorni (fino gennaio 2021) per consentire ai convenuti stessi di presentare una *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* e a maggio 2021 la Corte Suprema degli Stati Uniti ha accolto tale *petition*, rinviando i procedimenti alla 9th Circuit Court e chiedendo a tale Corte di esprimersi nuovamente sulla questione di giurisdizione, tenendo in considerazione tutti gli elementi di rilievo.

A giugno 2021, i convenuti hanno quindi sottoposto alla 9th Circuit Court una nuova domanda per illustrare ulteriori argomenti a supporto della tesi della competenza federale (*Consent motion for supplemental briefing and oral argument*).

A inizio luglio 2021, la domanda è stata rigettata dalla 9th Circuit Court. In attesa della decisione della 9th Circuit Court (la quale potrebbe richiedere fino a un anno di tempo per essere emessa), i procedimenti rimangono sospesi.

#### **- Eni Rewind SpA/ Provincia di Vicenza - Comune di Trissino**

Il 7 maggio 2019 la Provincia di Vicenza ha imposto (con diffida) ad alcune persone fisiche e società (MITENI in fallimento, Mitsubishi e ICI3) 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 (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.

Tra i responsabili del potenziale inquinamento, la Provincia ha individuato - in una prima fase - 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 per cento del capitale sociale di MITENI (il restante 49 per cento era detenuto da Mitsubishi che ha rilevato il resto delle quote nel 1996, con l'uscita di Enichem dalla società). Dall'azione della Provincia sono scaturiti vari ricorsi al TAR nei quali Eni Rewind è stata chiamata in causa quale avente causa 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 che con memoria procedimentale ha illustrato alla Provincia le plurime ragioni - formali e sostanziali - che deponevano per la archiviazione del procedimento avviato nei propri confronti. Tuttavia, la Provincia ha confermato Eni Rewind quale responsabile dell'inquinamento del sito (insieme ad altri) e ha notificato una diffida a partecipare alle attività di bonifica sul sito, inclusa la partecipazione alle conferenze di servizi, ai tavoli tecnici e agli incontri che verranno indetti dagli Enti Pubblici in relazione agli interventi di bonifica del sito. Avverso tali atti della Provincia Eni Rewind ha proposto ricorso al TAR Veneto.

Eni Rewind sta comunque prendendo parte alla Conferenza di Servizi indetta dagli enti competenti senza con ciò prestare acquiescenza ai provvedimenti emanati dalla Provincia.

## **6.2 Procedimenti in materia di responsabilità penale amministrativa di impresa**

### **- OPL 245 Nigeria.**

È pendente presso la Corte di appello 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. Il procedimento verte su presunte condotte corruttive che si sarebbero verificate "in correlazione con la stipula del *Resolution Agreement* del 29 aprile 2011 relativo alla cd. "*Oil Prospecting Licence*" del giacimento *offshore* individuato nel blocco 245 in Nigeria". Eni ha consegnato la documentazione richiesta e ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema.

Il Dipartimento di Giustizia americano ha portato a termine le indagini ai sensi della normativa anticorruzione USA (FCPA), disponendo la chiusura del procedimento.

Nel dicembre 2017, erano stati rinviati a giudizio, tra gli altri, l'attuale CEO, l'allora *Chief Development, Operation & Technology Officer*, un altro *top manager* di Eni e l'ex CEO di Eni, oltre che la stessa Eni ai sensi del decreto legislativo n. 231 del 2001.

A seguito di varie richieste di costituzione di parte civile, il Tribunale aveva ammesso quale parte civile solo la Repubblica Federale della Nigeria.

Il giudizio di primo grado si è concluso con l'assoluzione di tutti gli imputati perché il fatto non sussiste. La Procura ha proposto impugnazione.

Per quanto riguarda il separato procedimento penale, svoltosi con il rito abbreviato nei confronti di due imputati, terzi rispetto alla società (che secondo l'impostazione accusatoria sarebbero due mediatori), nel settembre 2018 era stata emessa sentenza di condanna alla pena di anni 4 e alla confisca del prezzo del reato pari a 100 milioni di dollari, sentenza impugnata dagli imputati. In esito al giudizio di appello, la Corte, accogliendo la richiesta della Procura generale, ha assolto i due imputati perché il fatto non sussiste.

Il 15 aprile 2019 le consociate nigeriane NAE, NAOC ed AENR hanno ricevuto notifica dell'avvio di un procedimento civile presso le Corti inglesi, per ottenere il risarcimento del

danno derivante dalla transazione con la quale la licenza OPL 245 fu assegnata alle medesime società; analoga notifica è stata ricevuta da Eni SpA il 16 maggio 2019. Negli atti introduttivi del giudizio la domanda è quantificata in dollari 1.092 milioni o altro valore che sarà stabilito nel corso del procedimento. La Repubblica Federale della Nigeria pone alla base della propria valutazione una stima di valore dell'*asset* pari a 3,5 miliardi di dollari. La quota di interessenza di Eni è pari al 50 per cento.

In data 22 maggio 2020, il Giudice, accogliendo l'eccezione di Eni, ha declinato la propria giurisdizione sul caso, avendo riscontrato la litispendenza con il procedimento in corso a Milano, secondo i criteri previsti dal Regolamento (EU) n. 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 procedimento penale avanti 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. Ad oggi non è stata fissata udienza.

Nel settembre 2020, le società controllate NAE, Eni International BV ed Eni Oil Holdings BV hanno promosso un arbitrato internazionale contro il Governo Nigeriano. Nell'arbitrato, regolato dalle regole ICSID, le società Eni lamentano la violazione, da parte del Governo nigeriano, del Bilateral Investment Treaty vigente tra Nigeria e Paesi Bassi. Il Governo nigeriano, infatti, avrebbe violato gli obblighi di Fair and Equitable Treatment scaturenti dal Trattato, omettendo di convertire la licenza esplorativa OPL 245 (attribuita a NAE nel maggio 2011 in occasione della stipula del Resolution Agreement) in OML (Oil Mining Lease), necessaria per lo sviluppo dell'*asset*, determinando la sostanziale perdita dell'investimento. Il processo di composizione del Tribunale arbitrale è stato completato solo la scorsa estate, ora si è in attesa della definizione del Timetable del procedimento.

### 6.3 Altri procedimenti penali

#### **- 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. Tale procedimento costituisce la riunione di tre distinti filoni di indagine.

Nel corso del 2019, per il procedimento principale, il GUP del Tribunale di Roma ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati dinanzi al Tribunale monocratico di Roma per i reati in materia di accise, falsità e frode processuale. Il dibattimento è in corso.

Nell'ambito del procedimento stralciato, nel dicembre 2019 il GUP ha emesso sentenza di non luogo a procedere per tutti gli imputati, tra cui gli ex vertici della linea di business *Refining & Marketing*, perché il fatto non sussiste.

Sul versante tributario, nell'ambito del procedimento amministrativo avviato per la riscossione delle imposte asseritamente non versate, nell'aprile 2018 l'Agenzia delle dogane ha liquidato l'accisa relativa al Processo verbale di contestazione in euro 8 milioni, emettendo i relativi avvisi di pagamento nel luglio 2019; le altre imposte connesse sono state rideterminate dall'Agenzia delle entrate in circa euro 6 milioni. Eni ha effettuato i relativi pagamenti.

#### **- Eni SpA - Procura della Repubblica di Milano - Proc. Pen. 12333/2017 (cd. depistaggio).**

Nel febbraio 2018 è stato notificato un decreto di perquisizione e sequestro con riferimento ad ipotesi di reato associativo finalizzato alla calunnia ed alle false informazioni rese al Pubblico ministero. Dal provvedimento risultano indagati, tra gli altri, un ex legale esterno di Eni e un ex dirigente di Eni, all'epoca dei fatti contestati dirigente strategico in diversi ruoli aziendali. Secondo quanto riportato nel decreto, l'associazione sarebbe stata finalizzata ad intralciare l'attività giudiziaria in procedimenti penali che vedono coinvolta, tra gli altri, Eni ed alcuni dei suoi amministratori e dirigenti.

Il 4 giugno 2018 la Consob ha chiesto a Eni e al Collegio sindacale informazioni relative al predetto procedimento, ai sensi dell'art. 115, comma 1, del TUF.

Il Collegio sindacale ha periodicamente aggiornato la Consob delle diverse iniziative di vigilanza assunte con diverse comunicazioni.

Il 13 giugno 2018 è stata notificata a Eni una richiesta di consegna di documentazione ex art. 248 c.p.p., inerente l'*audit* interno ed eventuali *audit* esterni relativi agli incarichi affidati all'ex legale esterno ad Eni, che risulta indagato nell'ambito del procedimento.

In data 9 maggio 2019 Eni si è formalmente dichiarata persona offesa nel procedimento in oggetto. Nel maggio e giugno 2019, nell'ambito del medesimo procedimento, la Procura di Milano ha notificato ad Eni e a tre società controllate (ETS SpA, Versalis SpA, Ecofuel SpA) diverse richieste di documentazione ex art. 248 c.p.p. Il 23 maggio 2019 è stata notificata ad Eni un'informazione di garanzia con riferimento all'art. 25 decies del decreto legislativo n. 231 del 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).

A seguito di *audit* interni, la Società ha denunciato per truffa, in data 21 giugno 2019, un dipendente di ETS, già licenziato il 28 maggio 2019, ed ha presentato un esposto all'Autorità giudiziaria per accertare la sussistenza degli estremi per il concorso in truffa di altri soggetti esterni ad Eni. Nel mese di novembre 2019 è stata notificata una richiesta di proroga delle indagini preliminari nei riguardi di Eni. Inoltre, risultavano indagati per diverse ipotesi di reato alti dirigenti della società ed un ex dipendente di Eni, licenziato nel 2013. 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. Il Collegio sindacale 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 decreto legislativo n. 231 del 2001.

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.

La documentazione richiesta è stata 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.

La Procura della Repubblica ha, recentemente, depositato avviso di chiusura indagini, con richiesta di rinvio a giudizio nei confronti di *manager* ed *ex manager*, nonché di soggetti terzi e di alcune società, con esclusione di Eni Spa e del suo CEO.

## **6.4 Contenziosi fiscali**

### **- Contestazione per omesso pagamento ICI/IMU relativamente ad alcune piattaforme petrolifere localizzate nelle acque territoriali.**

La Corte di Cassazione, con sentenze del 2016, ha affermato l'assoggettabilità ad ICI/IMU delle piattaforme petrolifere localizzate nel mare territoriale, risolvendo a favore degli enti locali un contenzioso in essere da circa un decennio. Eni, parte in numerosi di questi contenziosi, li ha progressivamente definiti mediante soluzioni transattive. Ad oggi a fronte dei residui contenziosi ancora in essere è accantonato un fondo rischi di 17 milioni. La sentenza della Cassazione era riferita alla legislazione in vigore fino al 2015.

Dal 2016 il quadro normativo è mutato per effetto della legge 28 dicembre 2015, n. 208 (legge di stabilità 2016) che ha escluso dalla base imponibile dell'IMU gli impianti funzionali al processo produttivo. A seguito di apposito quesito, il Ministero dell'economia e delle finanze - Dipartimento delle finanze ha riconosciuto alle piattaforme petrolifere la qualificazione di impianti e conseguentemente l'esclusione dalla base imponibile disposta dalla legge predetta. Ciononostante, tre enti locali, cui compete il potere impositivo in materia, hanno notificato avvisi di accertamento per le annualità 2016 e successive. Nei conseguenti contenziosi ad oggi si registrano due sentenze di primo grado, delle quali una favorevole alla Società e una contraria, e una di secondo grado sfavorevole alla Società. Una delle due sentenze sfavorevoli riguarda un contenzioso con il comune di Ravenna per le annualità 2016 e 2017, relativamente alle quali è stato confermato l'accertamento del Comune stesso per un'imposta complessivamente pari a 19 milioni, oltre alle sanzioni di legge. Sulla base della risoluzione del Dipartimento delle Finanze citata, Eni ritiene che la previsione della legge citata escluda, a far data dal 2016, l'imponibilità ai fini IMU delle piattaforme petrolifere ubicate nel mare territoriale; per questa ragione, la Società intende dar seguito al contenzioso in atto.

Il decreto-legge 26 ottobre 2019, n. 124, convertito, con modificazioni, dalla legge 19 dicembre 2019 n. 157 (cd. Decreto fiscale) ha istituito, a decorrere dall'anno 2020, l'imposta immobiliare sulle piattaforme marine (IMPi) in sostituzione di ogni altra imposizione immobiliare locale ordinaria sugli stessi manufatti.

## **6.5 Procedimenti in materia di diritto della concorrenza**

### **- Procedimento amministrativo davanti all'autorità di concorrenza nigeriana nei confronti di NAOC in relazione alla cessione del 5 per cento nella OML 17**

Il procedimento avviato nei confronti della Nigerian Agip Oil Company Limited (NAOC) dalla Federal Competition and Consumer Protection Commission (FCCPC) ha ad oggetto la presunta violazione da parte di NAOC della normativa nigeriana in materia di controllo delle concentrazioni, in quanto la cessione da parte di NAOC del 5 per cento nella OML (*Oil Mining Lease*) 17 sarebbe stata realizzata in assenza della preventiva approvazione da parte della FCCPC.

Il 5 luglio 2021, la FCCPC ha inviato una lettera a NAOC contestando formalmente la violazione della normativa nigeriana (Federal Competition and Consumer Protection Act) da parte di NAOC, realizzata in data 15 gennaio 2021 con l'esecuzione della cessione della propria quota del 5 per cento nella OML 17 a TNOG Oil & Gas Limited, in assenza di una preventiva notifica. Il procedimento è stato avviato anche nei confronti di TNOG, Shell e Total (avendo Shell e Total ceduto, contestualmente a NAOC, rispettivamente il 30 per cento e il 10 per cento nella OML 17 a TNOG).

Con lettera datata 9 settembre 2021, la FCCPC ha richiesto a NAOC di fornire informazioni circa il fatturato generato nel 2020 dalla NAOC e dalla OML 17 in quota NAOC. Le informazioni richieste sono state inviate il 17 settembre 2021. Si attende la decisione finale della FCCPC.

## **6.6 Contenziosi definiti**

### **- Congo.**

Nel marzo 2017 la Guardia di finanza ha notificato a Eni una richiesta di consegna di documenti ex art 248 c.p.p., 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 erano state individuate le imprese con cui Eni è entrata in *partnership*. Nel luglio 2017 è stata notificata ad Eni una nuova richiesta di documentazione ex art. 248 c.p.p. e un'informazione di garanzia ai sensi del decreto legislativo n. 231 del 2001, con riferimento al reato di corruzione internazionale. La Società ha consegnato la documentazione oggetto della richiesta e ha preso contatto con le competenti Autorità americane per avviare un'informativa volontaria sul tema. A seguito di proroghe delle indagini preliminari, nell'aprile 2018 la Procura di Milano ha notificato ad Eni un'ulteriore richiesta di documentazione e all'allora *Chief Development, Operation & Technology Officer* un decreto di perquisizione dal quale lo stesso, insieme ad un altro dipendente Eni, risulta fra gli indagati. Nell'ottobre 2018 l'Autorità giudiziaria ha eseguito il sequestro dell'*account* di posta elettronica di un dirigente Eni, già direttore generale di Eni Congo nel periodo 2010-2013. Nel dicembre 2018 e nel maggio e settembre 2019 sono stati notificati a Eni ulteriori provvedimenti di richiesta di documenti ex art. 248 c.p.p. La vicenda è stata portata a conoscenza dell'Autorità giudiziaria e delle competenti autorità americane (SEC e DoJ). Nel settembre 2019 la Società è stata informata della notifica al CEO di Eni di un decreto di perquisizione, con contestuale informazione di garanzia, per una ipotesi di omessa comunicazione di conflitto di interessi ex art. 2629 bis c.c., in relazione alla fornitura di servizi logistici e di trasporto ad alcune società controllate operanti in Africa, fra le quali, in particolare, ad 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 del CEO di Eni di una quota della proprietà di tale fornitore per una parte del periodo predetto. Al riguardo, la Società ha osservato che nessuna delle forniture oggetto di indagine è stata oggetto di delibera da parte del Consiglio di amministrazione di Eni SpA. In merito a tale vicenda, il Collegio sindacale, il Comitato controllo e rischi e l'Organismo di vigilanza hanno richiesto a consulenti, già incaricati nel 2018, approfondimenti ulteriori. 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. Il secondo rapporto dei consulenti consegnato nel luglio 2020 integra e conferma le conclusioni raggiunte dal primo.

A seguito della riqualificazione del reato operata dalla Procura, 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.

#### **- Algeria.**

In data 15 gennaio 2020 la II sezione penale della Corte d'Appello di Milano ha confermato la sentenza di assoluzione di primo grado nei confronti degli ex manager Eni, dichiarando l'appello proposto dal Pubblico Ministero inammissibile nei confronti della Società. In data 12 giugno 2020 la Procura Generale ha presentato ricorso per Cassazione per la sola parte della vicenda relativa a Saipem, non impugnando espressamente i capi e i punti della sentenza relativi alla cd. "Vicenda Eni - FCP".

La Corte di Cassazione ha respinto il ricorso presentato dalla Procura Generale di Milano avverso la sentenza di assoluzione di secondo grado pronunciata nei confronti di Saipem, dei suoi ex manager e degli imputati terzi.

A seguito degli sviluppi delle indagini in Italia già alla fine del 2012, Eni aveva 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.

## 7. I RISULTATI DELLA GESTIONE DI ENI S.P.A.

Gli eventi connessi alla pandemia COVID-19 a partire da febbraio 2020 hanno determinato il crollo della domanda degli idrocarburi in un quadro di *oversupply* strutturale del mercato petrolifero, comportando una riduzione senza precedenti dei relativi prezzi. Nel 2020 sia il prezzo del petrolio di riferimento Brent, sia i prezzi del gas naturale si sono ridotti in media del 35 per cento rispetto al 2019; la domanda petrolifera globale ha registrato la massima contrazione, pari a circa -9 per cento.

La situazione rappresentata ha inciso, come si vedrà nel prosieguo, sui risultati della gestione 2020 di Eni e del Gruppo.

### 7.1 Contenuto e forma del bilancio di esercizio di Eni S.p.A.

Il bilancio di esercizio 2020 della Società - redatto (come quello consolidato) secondo gli *International Financial Reporting Standards* ("IFRS"), 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 del 2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del d.lgs. n. 38 del 2005 - è stato approvato dall'Assemblea ordinaria del 12 maggio 2021.

Il bilancio 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 rilevate al *fair value*, come indicato nei criteri di valutazione.

L'elaborato è corredato della relazione del Collegio sindacale all'Assemblea degli azionisti; dell'attestazione dell'Amministratore delegato e del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni S.p.A.; della relazione della società di revisione; della deliberazione di approvazione dell'Assemblea degli azionisti.

L'informativa prevista nella relazione sulla gestione è fornita in un unico documento che include sia il bilancio consolidato che di esercizio, fornendo specifica evidenza, anche tramite l'utilizzo di schemi di bilancio riclassificati, dei valori economici, patrimoniali e di flusso di Eni SpA.

## 7.2 Lo stato patrimoniale

### 7.2.1 L'attivo dello stato patrimoniale

La seguente tabella, ripresa dall'elaborato contabile della Società, espone i dati relativi all'attivo dello stato patrimoniale dell'esercizio 2020 posti a raffronto con quelli dell'anno precedente, con le relative variazioni percentuali.

**Tabella 17 - Stato patrimoniale - Eni S.p.A. - attivo**

	31.12.2020	31.12.2019	Var. %
<b>ATTIVITA'</b>			
<b>Attività correnti</b>			
Disponibilità liquide ed equivalenti	8.111.215.941	4.752.470.760	70,7
Altre attività finanziarie destinate al <i>trading</i>	5.020.000.942	6.229.958.835	-19,4
Altre attività finanziarie correnti	4.822.091.843	4.692.864.012	2,8
Crediti commerciali e altri crediti	3.755.913.387	4.980.639.428	-24,6
Rimanenze	1.098.685.672	1.663.573.673	-34,0
Attività per imposte sul reddito	22.138.940	63.343.576	-65,0
Altre attività correnti	1.322.120.444	1.532.342.642	-13,7
<b>Totale attività correnti</b>	<b>24.152.167.169</b>	<b>23.915.192.926</b>	<b>1,0</b>
<b>Attività non correnti</b>			
Immobili, impianti e macchinari	6.568.559.866	7.482.764.775	-12,2
Diritto di utilizzo beni in <i>leasing</i>	1.888.129.130	2.027.023.519	-6,9
Attività immateriali	100.610.608	157.547.351	-36,1
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	993.584.286	1.413.226.422	-29,7
Partecipazioni	46.854.796.677	42.534.715.849	10,2
Altre attività finanziarie	4.355.079.257	4.168.637.337	4,5
Attività per imposte anticipate	113.439.722	993.402.181	-88,6
Attività per imposte sul reddito	77.577.010	79.752.834	-2,7
Altre attività non correnti	909.664.462	521.877.781	74,3
<b>Totale attività non correnti</b>	<b>61.861.441.018</b>	<b>59.378.948.049</b>	<b>4,2</b>
<b>Attività destinate alla vendita</b>	<b>1.818.699</b>	<b>1.588.442</b>	<b>14,5</b>
<b>TOTALE ATTIVITA'</b>	<b>86.015.426.886</b>	<b>83.295.729.417</b>	<b>3,3</b>

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Nel far rinvio ai dati contenuti nel bilancio d'esercizio ed alla allegata relazione, si analizzano, di seguito, le più significative poste dello stato patrimoniale, evidenziate nella tabella.

#### ATTIVITÀ CORRENTI

##### *Disponibilità liquide ed equivalenti*

Le disponibilità liquide ed equivalenti (8.111 mln) sono costituite, principalmente, da depositi

in euro ed in moneta estera e risultano incrementate di 3.359 mln.

#### *Altre attività finanziarie destinate al trading*

Le altre attività finanziarie destinate al *trading*, pari a 5.020 mln, in diminuzione di 1.210 mln rispetto al 2019, 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. La voce comprende operazioni di prestito titoli per 1.361 mln (1.347 mln nel 2019).

#### *Altre attività finanziarie correnti*

Le altre attività finanziarie correnti accolgono i crediti finanziari correnti strumentali all'attività operativa per 23 mln e i crediti finanziari correnti non strumentali all'attività operativa per 4.799 mln. Questi ultimi riguardano crediti a breve termine verso società controllate, in particolare verso Eni *Finance International* SA (3.077 mln), Versalis SpA (820 mln), Raffineria di Gela SpA (212 mln) ed Eni Angola SpA (318 mln).

#### *Crediti commerciali ed altri crediti*

Di seguito è esposto il dettaglio della voce crediti commerciali ed altri crediti per complessivi 3.756 mln.

**Tabella 18 - Crediti commerciali e altri crediti**

	<i>(milioni di euro)</i>	
	<b>31.12.2020</b>	<b>31.12.2019</b>
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	0	1
Crediti verso altri	193	310
<b>TOTALE</b>	<b>3.756</b>	<b>4.981</b>

Fonte: Eni

I crediti commerciali (3.397 mln) riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica e dalla vendita di prodotti petroliferi. Tali crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 300 mln (311 mln al 31 dicembre 2019).

Al 31 dicembre 2020 sono state poste in essere operazioni di cessione *pro-soluto* di crediti

commerciali con scadenza 2021 per 557 mln (615 mln nel 2019 con scadenza 2020). Le cessioni riguardano crediti commerciali relativi *Global Gas & LNG Portfolio* (261 mln), *Refining & Marketing* (285 mln) e *Power & Renewables* (11 mln).

### ***Altre attività correnti***

Le altre attività correnti comprendono: il *fair value* su strumenti finanziari derivati per 1.009 mln, attività correnti relative ad altre imposte per 79 mln e altre attività correnti per 234 mln, tra le quali il costo d'iscrizione del gas prepagato in esercizi precedenti, per effetto della clausola *take- or-pay* dei contratti di fornitura *long term* per 53 mln entro i 12 mesi.

## **ATTIVITÀ NON CORRENTI**

### ***Immobili, impianti e macchinari***

Gli immobili, impianti e macchinari, pari a 6.569 mln riguardano essenzialmente pozzi, impianti e macchinari E&P per 2.684 mln (2.681 mln nel 2019), immobilizzazioni in corso e acconti E&P per 1.244 mln (1.160 mln nel 2019), altri impianti e macchinari per 820 mln (1.392 mln nel 2019) e altre immobilizzazioni in corso e acconti per 816 mln (1.132 mln nel 2019).

Tale posta diminuisce di 914 mln per effetto, essenzialmente, delle svalutazioni nette (1.529 mln) e degli ammortamenti (621 mln), solo parzialmente compensati dagli investimenti (791 mln) e dalle altre variazioni e differenze cambio da conversione (462 mln). Gli investimenti di 791 mln riguardano essenzialmente: la *Refining & Marketing* (420 mln), la *Exploration & Production* (352 mln), la *Corporate* (19 mln), principalmente per migliorie apportate alle sedi di proprietà o in locazione.

Nel 2020 sono state rilevate svalutazioni nette di attività materiali pari a 1.529 mln, che hanno riguardato principalmente *Refining & Marketing* ed *Exploration & Production*. In particolare: (i) le svalutazioni rilevate nella *Refining & Marketing* di 1.170 mln riguardano principalmente la svalutazione della raffineria di Sannazzaro e gli investimenti di periodo relativi a CGU, interamente svalutati in precedenti *reporting period*; (ii) le svalutazioni rilevate nella *Exploration & Production* di 359 mln, dovute alla revisione dei prezzi di lungo termine degli idrocarburi e alla rimodulazione degli investimenti, nonché a revisioni negative delle riserve. Le svalutazioni nette dei diritti di utilizzo beni in *leasing* (36 mln) hanno riguardato principalmente la *Refining & Marketing*.

### ***Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo***

L'importo della relativa posta, di 994 mln (1.413 mln nel 2019), ricomprende 3,4 mln di tonnellate di greggi e di prodotti petroliferi<sup>19</sup>. Le scorte d'obbligo aumentano di 419 mln per effetto principalmente dell'allineamento delle scorte stesse al valore netto di realizzo a fine esercizio, che è stato penalizzato dall'effetto della discesa dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi.

### ***Attività immateriali***

Ammontano, al 31 dicembre 2020, a 101 mln e diminuiscono di 57 mln rispetto al 2019.

In particolare, concessioni, licenze, marchi e diritti simili, pari a 11 mln e riguardanti essenzialmente i diritti minerari relativi alle concessioni di giacimenti, diminuiscono di 5 mln, mentre i diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno, pari a 65 mln, che riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno di *software* a supporto delle aree di *business* e di *staff* e i diritti di utilizzazione di processi produttivi di raffineria, diminuiscono di 20 mln rispetto al 2019.

### ***Partecipazioni***

Di seguito vengono esposte le partecipazioni, ammontanti, al 31 dicembre 2020, a 46.855 mln, messe a raffronto con quelle al 31 dicembre 2019 pari a 42.535 mln.

---

<sup>19</sup> In relazione alle indicazioni del D.L. n. 249 del 31 dicembre 2012. La misura è determinata annualmente dal Ministero dello sviluppo economico.

**Tabella 19 - Partecipazioni**
*(milioni di euro)*

	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in imprese collegate e joint venture	Partecipazioni minoritarie	Totale
<b>31.12.2020</b>				
<b>Valore iniziale</b>	<b>40.977</b>	<b>1.540</b>	<b>18</b>	<b>42.535</b>
Deconsolidamento Società Oleodotti Meridionali-SOM SpA		34		34
Interventi sul capitale e acquisizioni	6.752	(2)		6.750
Cessioni e conferimenti				
Rettifiche di valore	(2.018)	(376)		(2.394)
Valutazione al fair value con effetti a PN			(8)	(8)
Altre variazioni	(59)	(3)		(62)
<b>Valore finale</b>	<b>45.652</b>	<b>1.193</b>	<b>10</b>	<b>46.855</b>
Valore finale lordo	69.353	1.684	10	71.047
Fondo svalutazione	23.701	491		24.192
<b>31.12.2019</b>				
<b>Valore iniziale</b>	<b>40.348</b>	<b>1.548</b>	<b>18</b>	<b>41.914</b>
Deconsolidamento Società Oleodotti Meridionali-SOM SpA				
Interventi sul capitale e acquisizioni	1.711			1.711
Cessioni e conferimenti	(204)			(204)
Rettifiche di valore	(875)	(8)		(883)
Valutazione al fair value con effetti a PN				
Altre variazioni	(3)			(3)
<b>Valore finale</b>	<b>40.977</b>	<b>1.540</b>	<b>18</b>	<b>42.535</b>
Valore finale lordo	62.663	1.655	18	64.336
Fondo svalutazione	21.686	115		21.801

*Fonte: Eni*

Le partecipazioni sono aumentate, nel 2020, di 4.320 mln; nella tabella che segue sono riportate le variazioni intervenute nell'esercizio 2020.

**Tabella 20 - Variazioni partecipazioni**

(€ milioni)	2019
<b>Partecipazioni al 31 dicembre 2019</b>	<b>42.535</b>
<b>Effetti deconsolidamento</b>	
Società Oleodotti Meridionali-SOM SpA	34
	<b>34</b>
<i>Incremento per:</i>	
<b>Interventi sul capitale</b>	
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
	<b>6.752</b>
<b>Altri incrementi</b>	
Floaters SpA	4
Versalis SpA	1
Altre minori	1
	<b>6</b>
<i>Decremento per:</i>	
<b>Rimborsi di capitale</b>	
Società Oleodotti Meridionali-SOM SpA	(2)
	<b>(2)</b>
<b>Svalutazioni</b>	
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 Petroliera Italiana SpA	(1)
Eni West Africa SpA	(1)
Altre minori	(1)
	<b>(2.394)</b>
<b>Valutazione al fair value con effetti a PN</b>	<b>(8)</b>
<b>Altre variazioni</b>	
Raffineria di Gela SpA	(64)
Società Oleodotti Meridionali-SOM SpA	(4)
	<b>(68)</b>
<b>Partecipazioni al 31 dicembre 2020</b>	<b>46.855</b>

Fonte: Eni

### *Altre attività finanziarie*

Ammontano a 4.355 mln (4.169 mln nel 2019) e sono, per la gran parte, riconducibili a crediti finanziari strumentali all'attività operativa, per 4.335 mln (4.149 mln nel 2019) e riguardano essenzialmente i finanziamenti a lungo termine concessi alle società del Gruppo, in particolare verso Eni *Finance International SA* (3.818 mln) e Versalis SpA (448 mln).

### *Altre attività non correnti*

Le altre attività non correnti comprendono: il *fair value* su strumenti finanziari derivati per 338 mln, attività non correnti relative ad altre imposte e tasse per 2 mln e altre attività non correnti per 569 mln, tra le quali il costo d'iscrizione del gas prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola *take- or-pay* dei contratti di fornitura *long term* per 440 mln oltre i 12 mesi.

## **7.2.2 Il passivo dello stato patrimoniale**

La tabella che segue espone i dati relativi al passivo dello stato patrimoniale dell'esercizio 2020, riportati nell'elaborato contabile predisposto dalla Società, posti a confronto con l'esercizio precedente e le relative variazioni percentuali.

**Tabella 21 - Stato patrimoniale - Eni S.p.A. - passivo**

	31.12.2020	31.12.2019	Var. %
<b>PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO</b>			
<b>Passività correnti</b>			
Passività finanziarie a breve termine	3.929.488.904	4.621.894.240	(14,98)
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	1.848.002.204	3.080.748.473	(40,01)
Quote a breve di passività finanziarie per beni in <i>leasing</i>	422.865.118	337.189.259	25,41
Debiti commerciali e altri debiti	4.153.295.991	5.544.690.061	(25,09)
Passività per imposte sul reddito correnti	4.192.107	2.746.560	52,63
Altre passività correnti	2.614.236.326	3.065.257.148	(14,71)
<b>Totale passività correnti</b>	<b>12.972.080.650</b>	<b>16.652.525.741</b>	<b>(22,10)</b>
<b>Passività non correnti</b>			
Passività finanziarie a lungo termine	20.065.902.826	17.240.044.117	16,39
Passività per beni in <i>leasing</i> a lungo termine	2.157.524.259	2.319.525.918	(6,98)
Fondi per rischi e oneri	4.890.082.308	4.308.691.031	13,49
Fondi per benefici ai dipendenti	376.262.838	376.267.163	0,00
Passività per imposte sul reddito	9.276.000	15.455.000	(39,98)
Altre passività non correnti	837.504.979	747.701.416	12,01
<b>Totale passività non correnti</b>	<b>28.336.553.210</b>	<b>25.007.684.645</b>	<b>13,31</b>
<b>TOTALE PASSIVITA'</b>	<b>41.308.633.860</b>	<b>41.660.210.386</b>	<b>(0,84)</b>
<b>PATRIMONIO NETTO</b>			
Capitale sociale	4.005.358.876	4.005.358.876	0,00
Riserva legale	959.102.123	959.102.123	0,00
Altre riserve	39.145.108.890	36.216.209.281	8,09
Acconto sul dividendo	(428.705.958)	(1.541.829.734)	72,19
Azioni proprie	(581.047.644)	(981.047.639)	40,77
Utile netto dell'esercizio	1.606.976.739	2.977.726.124	(46,03)
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO</b>	<b>44.706.793.026</b>	<b>41.635.519.031</b>	<b>7,38</b>
<b>TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO</b>	<b>86.015.426.886</b>	<b>83.295.729.417</b>	<b>3,27</b>

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Nel far rinvio ai dati contenuti nell'elaborato contabile della Società ed alla allegata relazione, si analizzano, di seguito, le più significative poste del passivo dello stato patrimoniale.

#### **PASSIVITÀ CORRENTI**

##### *Passività finanziarie a breve termine*

Le passività finanziarie a breve termine di 3.929 mln (4.622 mln al 31 dicembre 2019) sono diminuite di 693 mln.

##### *Debiti commerciali ed altri debiti*

Vengono specificati nella tabella che segue:

**Tabella 22 - Debiti commerciali e altri debiti***(milioni di euro)*

	<b>31.12.2020</b>	<b>31.12.2019</b>
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
<b>TOTALE</b>	<b>4.153</b>	<b>5.545</b>

Fonte: Eni

I debiti commerciali, pari a 3.475 mln, riguardano principalmente debiti verso fornitori (1.877 mln), debiti verso imprese controllate (1.539 mln) e debiti verso imprese collegate, *joint venture* e altre di Gruppo (59 mln). I debiti verso altri, pari a 517 mln, riguardano: i debiti diversi verso il personale e gli istituti di previdenza sociale (216 mln); i debiti verso fornitori gas relativi agli importi da pagare a fronte dell'attivazione della clausola *take-or-pay* (202 mln); i debiti verso controllate partecipanti al consolidato fiscale (3 mln) per la remunerazione dei relativi imponibili negativi.

***Altre passività correnti***

Il totale delle altre passività (2.615 mln) include altre passività correnti per 2.026 mln, il cui dettaglio viene esposto nella tabella seguente.

**Tabella 23 - Altre passività correnti***(milioni di euro)*

	<b>31.12.2020</b>	<b>31.12.2019</b>
	<b>Correnti</b>	<b>Correnti</b>
<i>Fair value</i> su strumenti finanziari derivati	1.247	1.486
Passività da contratti con clientela	747	432
Altre passività	32	299
<b>TOTALE</b>	<b>2.026</b>	<b>2.217</b>

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Il *fair value* degli strumenti finanziari derivati, pari a 1.247 mln (1.486 mln nel 2019), riguarda 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, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. Più avanti (tab. 30) saranno evidenziati nel dettaglio la variazioni del *fair value* dei contratti derivati complessivi.

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 mln e 393 mln (64 mln e 455 mln nel 2019); (ii) i buoni carburante prepagati in circolazione (182 mln), gli anticipi a breve termine ricevuti dalla Società *Oleodotti Meridionali SpA* per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla raffineria di Taranto (394 mln); (iii) i buoni carburante prepagati in circolazione per 226 mln (182 mln nel 2019).

## PASSIVITÀ NON CORRENTI

*Passività finanziarie a breve, a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine*

Se ne espone il dettaglio nella tabella che segue.

**Tabella 24 - Passività finanziarie a breve, a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine**

(milioni di euro)

	31.12.2020				31.12.2019			
	Passività finanziarie a breve	Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo	Totale	Passività finanziarie a breve	Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo	Totale
Banche	186	748	3.132	<b>4.066</b>	167	460	2.327	<b>2.954</b>
Obbligazioni ordinarie		980	15.749	<b>16.729</b>		2.620	13.801	<b>16.421</b>
Obbligazioni convertibili			396	<b>396</b>			393	<b>393</b>
Altre	3.743	120	789	<b>4.652</b>	4.455	1	719	<b>5.175</b>
<b>TOTALE</b>	<b>3.929</b>	<b>1.848</b>	<b>20.066</b>	<b>25.843</b>	<b>4.622</b>	<b>3.081</b>	<b>17.240</b>	<b>24.943</b>

Fonte: Eni

I debiti verso banche di 4.066 mln, derivanti da finanziamenti (2.954 mln nel 2019), sono aumentati di 1.112 mln. Il tasso medio ponderato di interesse delle passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve, in essere al 31 dicembre 2020, è dell'1,60 per cento per quelle denominate in euro (2,02 per cento al 31 dicembre 2019) e 4,34 per cento per quelle

denominate in dollari (4,60 per cento al 31 dicembre 2019).

Al 31 dicembre 2020, Eni dispone di linee di credito a breve termine *uncommitted* non utilizzate per 7.052 mln (13.168 mln al 31 dicembre 2019). Eni dispone di linee di credito a lungo termine *committed* non utilizzate per 4.750 mln (4.667 mln al 31 dicembre 2019).

**Tabella 25 - Prestiti obbligazionari**

(milioni di euro)

	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso per cento
<b>Obbligazioni ordinarie:</b>						
- 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	2020	5,700
- Bond US	815	(1)	814	USD	2020	4,250
	<b>16.630</b>	<b>99</b>	<b>16.729</b>			
<b>Obbligazioni convertibili:</b>						
- Bond convertibile equity linked	<b>400</b>	<b>(4)</b>	<b>396</b>	EUR	2022	

\* Euro MTN Programme è uno strumento finalizzato all'emissione di prestiti obbligazionari. Al 31 dicembre 2020 il programma risulta utilizzato per circa 16,3 mld (di cui Eni SpA 13,9 mld).

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

La riduzione dell'indebitamento finanziario netto di 1.574 mln (da 12.067 mln a 10.493 mln) è dovuto essenzialmente al flusso di cassa netto positivo da attività operativa (8.426 mln), in particolare per i dividendi incassati da società controllate (8.853 mln). Tale effetto è

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

**Tabella 26 - Indebitamento finanziario netto**

(milioni di euro)

	31.12.2020			31.12.2019		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
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
<b>C. Liquidità (A+B)</b>	<b>13.131</b>		<b>13.131</b>	<b>10.982</b>		<b>10.982</b>
<b>D. Crediti finanziari</b>	<b>4.799</b>		<b>4.799</b>	<b>4.551</b>		<b>4.551</b>
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
<b>M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)</b>	<b>5.777</b>	<b>20.066</b>	<b>25.843</b>	<b>7.703</b>	<b>17.240</b>	<b>24.943</b>
<b>N. Indebitamento finanziario netto senza passività per leasing (M-D-C)</b>	<b>(12.153)</b>	<b>20.066</b>	<b>7.913</b>	<b>(7.830)</b>	<b>17.240</b>	<b>9.410</b>
O. Passività per beni in <i>leasing</i>	215	684	899	176	776	952
P. Passività per beni in <i>leasing</i> verso entità correlate	208	1.473	1.681	161	1.544	1.705
<b>Q. Passività per leasing (O+P)</b>	<b>423</b>	<b>2.157</b>	<b>2.580</b>	<b>337</b>	<b>2.320</b>	<b>2.657</b>
<b>R. Indebitamento finanziario lordo con passività per leasing (M+Q)</b>	<b>6.200</b>	<b>22.223</b>	<b>28.423</b>	<b>8.040</b>	<b>19.560</b>	<b>27.600</b>
<b>S. Indebitamento finanziario netto con passività per leasing (R-D-C)</b>	<b>(11.730)</b>	<b>22.223</b>	<b>10.493</b>	<b>(7.493)</b>	<b>19.560</b>	<b>12.067</b>

Fonte: Eni

### **Fondi per rischi ed oneri**

La posta, di 4.890 mln (4.309 mln nel 2019), si riferisce principalmente al fondo smantellamento e ripristino siti e *social project* (3.097 mln), relativi ai costi che la Società 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, oltre che al fondo rischi e oneri ambientali (685 mln), al fondo oneri per contratti onerosi (328 mln), concernenti quei contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso e ad altri fondi per rischi e oneri (538 mln).

#### ***Fondi per benefici ai dipendenti***

Al 31 dicembre 2020 ammontano a 376 mln (come nel 2019) ed afferiscono, principalmente, al trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato (159 mln).

#### ***Altre passività non correnti***

Se ne espone il dettaglio nella tabella seguente.

**Tabella 27 - Altre passività non correnti**

*(milioni di euro)*

	31.12.2020	31.12.2019
	Non correnti	Non correnti
<i>Fair value</i> su strumenti finanziari derivati	387	177
Passività da contratti con clientela	393	455
Altre passività	59	116
<b>TOTALE</b>	<b>839</b>	<b>748</b>

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Tale posta aumenta passando da 748 mln del 2019 a 839 mln del 2020 in conseguenza, principalmente, dell'aumento del *fair value* su strumenti finanziari derivati (+210 mln) a fronte della diminuzione delle passività da contratti con la clientela (-62 mln) e delle altre passività (-57 mln).

#### **PATRIMONIO NETTO**

La tabella che segue espone il dettaglio della composizione del patrimonio netto nell'esercizio in esame.

**Tabella 28 - Patrimonio netto**

(milioni di euro)

	31.12.2020	31.12.2019	Var. %
Capitale sociale	4.005	4.005	0,00
Riserva legale	959	959	0,00
Azioni proprie acquistate	(581)	(981)	40,77
Riserva azioni proprie in portafoglio	581	981	(40,77)
Altre riserve di capitale:	10.368	10.368	0,00
Riserve di rivalutazione:	9.927	9.927	0,00
- Legge n. 576/1975	1	1	0,00
- Legge n. 72/1983	3	3	0,00
- Legge n. 408/1990	2	2	0,00
- Legge n. 413/1991	39	39	0,00
- Legge n. 342/2000	9.839	9.839	0,00
- Legge n. 448/2001	43	43	0,00
Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993	378	378	0,00
Riserva conferimenti Leggi n.730/1983, 749/1985, 41/1986	63	63	0,00
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	10	(484)	102,07
Riserva fair value partecipazioni minoritarie	(12)	(4)	(200,00)
Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(59)	(50)	(18,00)
Riserva IFRS 10 e 11	263	311	(15,43)
Altre riserve di utili non disponibili:		9	(100,00)
Riserva art. 6, comma 2 d.lgs. 38/2005		9	(100,00)
Altre riserve di utili disponibili:	24.995	25.086	(0,36)
Riserva disponibile	23.835	23.930	(0,40)
Riserva da avanzo di fusione	636	636	0,00
Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	412	412	0,00
Riserva art.14 Legge n. 342/2000	74	74	0,00
Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983	19	19	0,00
Riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario	18	14	28,57
Riserva art.13 d.lgs. n. 124/1993	1	1	0,00
Obbligazioni subordinate perpetue	3.000		100,00
Acconto sui dividendi	(429)	(1.542)	72,18
Utile dell'esercizio	1.607	2.978	(46,04)
	<b>44.707</b>	<b>41.636</b>	<b>7,38</b>

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Tra le componenti più significative del patrimonio netto si possono evidenziare le seguenti:

- “Capitale sociale”

Sulla composizione del capitale sociale al 31 dicembre 2020, si rinvia a quanto già rappresentato nel primo capitolo del presente referto.

- “Riserva legale”

La riserva legale, di 959 mln, comprende l'importo di 132 mln determinato dalla conversione in euro del capitale sociale, deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea; tale importo non viene calcolato ai fini del raggiungimento del limite fissato dall'art. 2430 del Codice civile (“il quinto del capitale sociale”)<sup>20</sup>.

- “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 mln. Al 31 dicembre 2020, le azioni proprie acquistate ammontano a 581 mln (981 mln 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, rispettivamente, 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 per acquisto azioni proprie”

La riserva azioni proprie in portafoglio di 581 mln (981 mln 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, per 10.368 mln, concernono: riserve di rivalutazione, riserva adeguamento patrimonio netto ai sensi della legge 31 marzo 1993 n. 292, di conversione, con modificazioni, del decreto-legge 30 gennaio 1979, n. 20, e riserva conferimenti<sup>21</sup>.

---

<sup>20</sup> La riserva è disponibile per la sola copertura perdite. La riserva legale, anche al netto della differenza di conversione, ha raggiunto la misura del quinto del capitale sociale come richiesto dall'art. 2430 c.c..

<sup>21</sup> Leggi 730/1983, 749/1985 e 41/1986.

▪ “Altre riserve di utili disponibili”

Le altre riserve di utili disponibili, di 24.995 mln, riguardano, prevalentemente, la “riserva disponibile”, di 23.835 mln.

▪ “Acconto sui dividendi”

Riguarda per 429 mln l’acconto sul dividendo dell’esercizio 2020 di 0,12 euro 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 di Eni risulta pari a 44.707 mln, in aumento del 7,4 per cento rispetto al 2019 (esercizio in cui era pari a 41.636 mln).

La tabella che segue mostra il dettaglio della variazione del patrimonio netto rispetto al valore dello stesso al 31 dicembre 2019, ponendo a raffronto le ragioni di incremento e di decremento dello stesso.

**Tabella 29 - Variazione del patrimonio netto**

(milioni di euro)

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

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

La tabella che segue indica nel dettaglio le variazioni del *fair value* dei contratti derivati.

**Tabella 30 - Strumenti finanziari derivati e *hedge accounting***

(milioni di euro)

	31.12.2020		31.12.2019	
	<i>Fair value</i> attivo	<i>Fair value</i> passivo	<i>Fair value</i> attivo	<i>Fair value</i> passivo
<b>Contratti derivati non di copertura</b>				
<i>Contratti su valute</i>				
- <i>Currency swap</i>	130	170	105	50
- <i>Outright</i>	12	13	13	13
- <i>Interest currency swap</i>	131	121	26	23
	<b>273</b>	<b>304</b>	<b>144</b>	<b>86</b>
<i>Contratti su interessi</i>				
- <i>Interest rate swap</i>	95	88	46	46
	<b>95</b>	<b>88</b>	<b>46</b>	<b>46</b>
<i>Contratti su merci</i>				
- <i>Over the counter</i>	793	1.148	896	718
- <i>Future</i>	2		4	3
- Altri	5		12	
	<b>800</b>	<b>1.148</b>	<b>912</b>	<b>721</b>
<b>Totale contratti derivati non di copertura</b>	<b>1.168</b>	<b>1.540</b>	<b>1.102</b>	<b>853</b>
<i>Contratti derivati cash flow hedge</i>				
- <i>Over the counter</i>	177	92	38	799
	<b>177</b>	<b>92</b>	<b>38</b>	<b>799</b>
<b>Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>11</b>	<b>11</b>
<b>Totale contratti derivati</b>	<b>1.347</b>	<b>1.634</b>	<b>1.151</b>	<b>1.663</b>
Di cui:				
- correnti	1.009	1.247	1.036	1.486
- non correnti	338	387	115	177

Fonte: Eni

Il *fair value* degli strumenti finanziari derivati non di copertura riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in *hedge accounting* secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e sui prezzi delle *commodity*, pertanto, non direttamente riconducibili alle transazioni commerciali o finanziarie originarie.

Per la gestione del rischio prezzo delle *commodity*, derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti *Over the Counter* (in particolare contratti *swap*, *forward*, *Contracts for Differences* e opzioni su *commodity*) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia

elettrica e certificati di emissione che non vengono regolati tramite consegna fisica del sottostante ma sono designati come strumenti di copertura in una relazione *cash flow hedge*. Ai fini della qualificazione dell'operazione come "di copertura", è verificata l'esistenza di una relazione economica tra l'oggetto coperto e lo strumento di copertura tale da operare la compensazione delle relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte.

### 7.3 Il conto economico

La tabella che segue espone i dati relativi al conto economico dell'esercizio 2020 riportati nell'elaborato contabile predisposto dalla Società, posti a raffronto con l'esercizio 2019.

**Tabella 31 - Conto economico - Eni S.p.A.**

	2020	2019	Var. ass.
<b>RICAVI</b>			
Ricavi della gestione caratteristica	18.017.275.217	28.496.142.053	(10.478.866.836)
Altri ricavi e proventi	405.211.908	429.985.627	(24.773.719)
<b>Totale ricavi</b>	<b>18.422.487.125</b>	<b>28.926.127.680</b>	<b>(10.503.640.555)</b>
<b>COSTI OPERATIVI</b>			
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	18.396.881.872	27.534.272.260	(9.137.390.388)
Svalutazioni (riprese di valore nette) di crediti commerciali e altri crediti	9.745.436	65.165.504	(55.420.068)
Costo lavoro	1.238.076.683	1.185.076.676	53.000.007
Altri oneri (proventi) operativi	175.744.436	(112.722.000)	288.466.436
Ammortamenti	1.013.552.241	1.137.371.082	(123.818.841)
Svalutazioni (riprese di valore nette) di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo di beni in <i>leasing</i>	1.573.456.339	1.144.400.696	429.055.643
Radiazioni	124.003	2.401.456	(2.277.453)
<b>Totale costi operativi</b>	<b>22.407.581.010</b>	<b>30.955.965.674</b>	<b>(8.548.384.664)</b>
<b>UTILE (PERDITA) OPERATIVO</b>	<b>(3.985.093.885)</b>	<b>(2.029.837.994)</b>	<b>(1.955.255.891)</b>
<b>PROVENTI (ONERI) FINANZIARI</b>			
Proventi finanziari	2.212.522.760	1.625.147.595	587.375.165
Oneri finanziari	(2.748.914.676)	(2.015.741.083)	(733.173.593)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al <i>trading</i>	26.124.850	116.895.080	(90.770.230)
Strumenti finanziari derivati	210.774.295	(5.111.273)	215.885.568
<b>Totale proventi (oneri) finanziari</b>	<b>(299.492.771)</b>	<b>(278.809.681)</b>	<b>(20.683.090)</b>
<b>PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI</b>	<b>6.519.070.297</b>	<b>5.676.830.609</b>	<b>842.239.688</b>
<b>UTILE ANTE IMPOSTE - <i>Continuing operations</i></b>	<b>2.234.483.641</b>	<b>3.368.182.934</b>	<b>(1.133.699.293)</b>
Imposte sul reddito	627.506.902	390.456.810	237.050.092
<b>UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO</b>	<b>1.606.976.739</b>	<b>2.977.726.124</b>	<b>(1.370.749.385)</b>

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Nel 2020 l'utile netto di 1.607 mln è diminuito di 1.371 mln rispetto al 2019.

Nel rinviare ai dati contenuti nel bilancio d'esercizio ed alla ivi allegata relazione, si analizzano, di seguito, le più significative poste del conto economico.

## RICAVI

### *Ricavi della gestione caratteristica*

Nel 2020 i ricavi della gestione caratteristica (ossia i ricavi delle vendite e delle prestazioni) si sostanziano in 18.017 mln e sono diminuiti di 10.479 mln rispetto al 2019 (in cui erano di 28.496 mln).

La tabella che segue espone in dettaglio le voci dei ricavi.

**Tabella 32 - Ricavi della gestione caratteristica**

	<i>(milioni di euro)</i>	
	<b>2020</b>	<b>2019</b>
Prodotti Petroliferi	8.348	14.374
Gas naturale e GPL	5.113	8.577
Energia elettrica e <i>utility</i>	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
<b>Totale</b>	<b>18.020</b>	<b>28.492</b>
<b>Variazioni dei lavori in corso su ordinazione</b>	<b>(3)</b>	<b>4</b>
<b>Totale</b>	<b>18.017</b>	<b>28.496</b>

Fonte: Eni

Come già in precedenza rappresentato, i ricavi da vendita di gas naturale e GPL riguardano le vendite di gas in Italia, all'estero e le vendite di GPL sul mercato rete (stazioni di servizio) ed extra rete (a domicilio) e su altri canali di vendita; quelli da vendita di prodotti petroliferi, le vendite effettuate nelle stazioni di servizio in Italia e quelle a favore di società controllate e collegate in Italia e all'estero; le vendite di prodotti per la petrolchimica, di lubrificanti e altri prodotti, le vendite di carburanti e combustibili extra rete, le vendite per combustibile navi e avio.

I ricavi da energia elettrica e *utility* riguardano le vendite a terzi e a società controllate, in particolare in Italia; quelli da vendita greggio riguardano le vendite a società controllate; i ricavi da vendita GNL essenzialmente vendite a terzi.

I ricavi da vettoriamento gas su tratte estere riguardano i corrispettivi della cessione di capacità

di trasporto su tratte di gasdotti esteri, non utilizzata a valere su contratti di acquisto di capacità di trasporto a lungo termine.

I ricavi derivanti dalla gestione e dallo sviluppo dei sistemi informatici riguardano le attività di gestione e di presidio dei sistemi informativi e la progettazione e la realizzazione di sistemi informatici per le società del Gruppo.

Le altre vendite e prestazioni riguardano principalmente le prestazioni tecniche e di assistenza svolte dalla E&P nell'interesse di imprese controllate e altre imprese.

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

I ricavi *Global Gas & LNG Portfolio* (5.702 mln) diminuiscono di 3.731 mln, pari al 39,6 per cento, 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 mln) diminuiscono di 6.214 mln, pari al 39,1 per cento, 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 mln) diminuiscono di 575 mln, pari al 22,9 per cento, a causa dello scenario prezzi in forte contrazione come conseguenza della contrazione dell'attività economica.

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

### ***Altri ricavi e proventi***

Gli altri ricavi e proventi, pari a 405 mln (430 mln nel 2019) diminuiscono di 25 mln.

## **COSTI OPERATIVI**

### ***Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi***

La posta, di 18.397 mln, è diminuita, nell'esercizio in esame, di 9.137 mln - come evidenzia l'analisi riportata nel bilancio - a seguito, particolarmente, della diminuzione del costo delle materie prime.

### **Costo del lavoro**

Il costo del lavoro, pari a 1.238 mln nel 2020, ha registrato un lieve incremento rispetto al 2019 (+4,5 per cento), come spiegato nel terzo capitolo.

### **Altri proventi ed oneri operativi**

Gli altri oneri operativi netti, che si sostanziano in 176 mln (112 mln i proventi nel 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*.

### **Ammortamenti e riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing**

Tale voce, ammontante a 2.587 mln, è aumentata di 305 mln. Le svalutazioni nette di attività materiali hanno riguardato principalmente *Refining & Marketing* ed *Exploration & Production*. In particolare le svalutazioni rilevate nella *Refining & Marketing* di 1.170 mln si riferiscono principalmente: (i) alla svalutazione della raffineria di Sannazzaro e agli investimenti di periodo relativi a CGU, interamente svalutate in precedenti *reporting period*; (ii) alle svalutazioni rilevate nella *Exploration & Production* di 359 mln, 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 per cento, che si ridetermina in 6,02 per cento *pre-tax*. Le svalutazioni nette dei diritti di utilizzo beni in *leasing* (36 mln) hanno riguardato principalmente la *Refining & Marketing*.

### **Proventi (oneri) finanziari**

I proventi (oneri) finanziari si specificano in dettaglio nella tabella che segue.

**Tabella 33 - Proventi e oneri finanziari**

	<i>(milioni di euro)</i>	
	<b>2020</b>	<b>2019</b>
<b>Proventi (oneri) finanziari:</b>		
Proventi finanziari	2.213	1.625
Oneri finanziari	(2.749)	(2.016)
Proventi (oneri) su attività finanziarie destinate al <i>trading</i>	26	117
<b>Totale</b>	<b>(510)</b>	<b>(274)</b>
Strumenti finanziari derivati	211	(5)
<b>Totale</b>	<b>(299)</b>	<b>(279)</b>

Fonte: Eni

La posta, negativa di 299 mln, comprende gli oneri netti su strumenti finanziari derivati su valute e su tassi di interesse per 211 mln (5 mln nel 2019) e si determina per effetto essenzialmente della rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati che non possono considerarsi di copertura secondo gli IFRS, in quanto stipulati per importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi di interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

### ***Proventi (oneri) su partecipazioni***

I proventi netti su partecipazioni, ammontati nel 2020, a 6.519 mln, aumentano di 842 mln a seguito essenzialmente di maggiori dividendi distribuiti da società controllate.

**Tabella 34 - Proventi netti su partecipazioni**

	<i>(milioni di euro)</i>	
	<b>2020</b>	<b>2019</b>
Dividendi	8.914	6.623
Altri proventi	5	420
<b>Totale proventi</b>	<b>8.919</b>	<b>7.043</b>
Svalutazioni e altri oneri	(2.400)	(1.366)
<b>Totale</b>	<b>6.519</b>	<b>5.677</b>

Fonte: Eni

Nelle tabelle che seguono vengono evidenziati in dettaglio i proventi sulle partecipazioni, le svalutazioni e gli altri oneri.

**Tabella 35 - Dettaglio proventi su partecipazioni**
*(milioni di euro)*

	2020	2019
<b>Dividendi</b>		
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 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
	<b>8.914</b>	<b>6.623</b>
<b>Altri proventi</b>		
	5	420
<b>Totale proventi</b>	<b>8.919</b>	<b>7.043</b>

*Fonte: Eni*

**Tabella 36 - Dettaglio svalutazioni e altri oneri**

(milioni di euro)

	2020	2019
<b>Svalutazioni</b>		
Eni Investments Plc	620	
Versalis SpA	471	551
Eni Petroleum Co Inc	457	63
Saipem	291	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	213	118
Eni Rewind SpA (ex Syndial 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	
Eni Servizi SpA	2	
Società Petrolifera Italiana SpA	1	3
Eni West Africa SpA	1	
Raffineria di Gela SpA		76
Floaters SpA		3
Altre minori	1	
<b>Totale</b>	<b>2.394</b>	<b>1.302</b>
<b>Altri oneri</b>		
Perdite su partecipazione Raffineria di Gela SpA		64
Perdite su partecipazione Eni Mediterranea Idrocarburi SpA 6	6	
<b>Totale oneri</b>	<b>2.400</b>	<b>1.366</b>

Fonte: Eni

### **Imposte**

Di seguito si fornisce il dettaglio delle imposte.

**Tabella 37 - Imposte sul reddito**

(milioni di euro)

	2020	2019
IRES	66	17
IRAP	(2)	
<b>Totale imposte correnti</b>	<b>64</b>	<b>17</b>
Imposte differite	(76)	9
Imposte anticipate	(660)	(409)
<b>Totale imposte differite e anticipate</b>	<b>(736)</b>	<b>(400)</b>
<b>Totale imposte estere</b>	<b>(13)</b>	<b>(8)</b>
<b>Totale imposte sul reddito di Eni SpA</b>	<b>(685)</b>	<b>(391)</b>
Imposte correnti relative alla <i>joint operation</i>	(2)	1
Imposte anticipate (differite) relative alla <i>joint operation</i>	59	
<b>Totale imposte sul reddito <i>joint operation</i></b>	<b>57</b>	<b>1</b>
<b>Totale</b>	<b>(628)</b>	<b>(390)</b>

Fonte: Eni

Le imposte di 628 mln aumentano di 238 mln e sono costituite da imposte sul reddito di *Eni SpA* per 685 mln e da imposte sul reddito positive relative alle società in *joint operation* per 57 mln.

#### UTILE DELL'ESERCIZIO

L'utile netto di 1.607 mln si riduce di 1.371 mln (2.978 mln nel 2019) per effetto, essenzialmente, della riduzione del risultato operativo (-1.844 mln), non completamente bilanciata dal decremento dei costi (da 30.956 mln a 22.407 mln).

La riduzione dell'utile operativo (1.955 mln) e i maggiori oneri di imposta (238 mln) 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 mln) connessi 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 mln) 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 mln), in conseguenza principalmente del peggioramento dello scenario di riferimento, delle maggiori svalutazioni operate e della riduzione dei volumi prodotti.

## **7.4 Il rendiconto finanziario**

Lo schema di rendiconto finanziario è predisposto secondo il “metodo indiretto”, rettificando l’utile dell’esercizio delle componenti di natura non monetaria.

La tabella seguente espone il rendiconto finanziario per l’esercizio 2020 posto a confronto con l’esercizio precedente.

**Tabella 38 - Rendiconto finanziario - Eni S.p.A.**
*(dati in milioni)*

	2020	2019	Var. ass.
<b>Utile netto dell'esercizio</b>	<b>1.607</b>	<b>2.978</b>	<b>(1.371)</b>
<b>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</b>			
Ammortamenti	1.013	1.137	(124)
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in <i>leasing</i>	1.573	1.144	429
Radiazioni		2	(2)
Svalutazioni (rivalutazioni) partecipazioni	2.395	947	1.448
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(7)	(5)	(2)
Dividendi	(8.914)	(6.623)	(2.291)
Interessi attivi	(204)	(222)	18
Interessi passivi	550	611	(61)
Imposte sul reddito	628	390	238
Altre variazioni	3		3
<b>Flusso di cassa del capitale di esercizio</b>	<b>1.185</b>	<b>(131)</b>	<b>1.316</b>
- rimanenze	966	(553)	1.519
- crediti commerciali	1.033	500	533
- debiti commerciali	(1.236)	(246)	(990)
- fondi per rischi e oneri	113	267	(154)
- altre attività e passività	309	(99)	408
Variazione fondo benefici per i dipendenti	5	(8)	13
Dividendi incassati	8.853	6.623	2.230
Interessi incassati	210	212	(2)
Interessi pagati	(533)	(588)	55
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti di imposta rimborsati	62	(2)	64
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>	<b>8.426</b>	<b>6.465</b>	<b>1.961</b>
<b>- di cui flusso di cassa netto da attività operativa verso parti correlate</b>	<b>(631)</b>	<b>(3.536)</b>	<b>2.905</b>
Flusso di cassa degli investimenti	(8.045)	(5.575)	(2.470)
- attività materiali	(791)	(1.109)	318
- attività immateriali	(21)	(27)	6
- partecipazioni	(6.752)	(1.962)	(4.790)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(404)	(2.477)	2.073
- variazione debiti netti relativi all'attività di investimento	(77)		(77)
Flusso di cassa dei disinvestimenti	208	892	(684)
- attività materiali	9	8	1
- partecipazioni	2	521	(519)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	193	343	(150)
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	4	20	(16)
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	778	(2.202)	2.980
<b>Flusso di cassa netto da attività di investimento</b>	<b>(7.059)</b>	<b>(6.885)</b>	<b>(174)</b>
<b>- di cui flusso verso parti correlate</b>	<b>(485)</b>	<b>(4.287)</b>	<b>3.802</b>
Assunzione (rimborsi) di debiti finanziari non correnti	2.020	(958)	2.978
Rimborso di passività per beni in <i>leasing</i>	(337)	(293)	(44)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(699)	187	(886)
Dividendi pagati	(1.965)	(3.018)	1.053
Acquisto azioni proprie		(400)	400
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue	2.975		2.975
<b>Flusso di cassa netto da attività di finanziamento</b>	<b>1.994</b>	<b>(4.482)</b>	<b>6.476</b>
<b>- di cui verso parti correlate</b>	<b>(687)</b>	<b>240</b>	<b>(927)</b>
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(2)		(2)
<b>Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti</b>	<b>3.359</b>	<b>(4.902)</b>	<b>8.261</b>
<b>Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio</b>	<b>4.752</b>	<b>9.654</b>	<b>(4.902)</b>
<b>Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio</b>	<b>8.111</b>	<b>4.752</b>	<b>3.359</b>

Fonte: Eni

Il rendiconto espone i flussi di cassa netti derivanti dall'attività operativa, di investimento e di finanziamento che hanno determinato variazioni nette (incremento o decremento) delle disponibilità liquide ed equivalenti.

Si rileva, al termine del 2020, un incremento di 3.359 milioni delle disponibilità liquide le quali si portano da 4.752 milioni di inizio periodo a 8.111 milioni di fine periodo. Tale variazione è attribuibile da una parte all'incremento del flusso finanziario dell'attività operativa per 1.961 milioni derivante dalla crescita delle rivalutazioni delle partecipazioni (+1.448 milioni), del flusso di cassa del capitale di esercizio (+1.316 milioni) e dei dividendi incassati (+ 2.230 milioni); dall'altra al maggiore flusso di cassa netto da attività di finanziamento aumentato di 6.476 milioni, grazie all'assunzione di debiti finanziari non correnti (+2.978 milioni) e all'emissione nel 2020 di obbligazioni subordinate perpetue per 2.975 milioni.

## 8. BILANCIO CONSOLIDATO DEL GRUPPO ENI

### 8.1 Sintesi dei risultati del Gruppo nell'esercizio 2020

Il 2020 è stato caratterizzato dalla contrazione storica della domanda petrolifera globale diminuita di circa il 9 per cento rispetto al 2019, a causa delle misure adottate globalmente per contenere la diffusione della pandemia COVID-19 con ripercussioni di vasta portata sull'attività economica, il commercio e la mobilità, 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 sovrapproduzione 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.

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 inversione di tendenza, con il Brent che recupera fino a quasi 45 \$/barile nei mesi estivi.

Nel 2020 il prezzo del petrolio per il riferimento Brent ha registrato una contrazione del 35 per cento 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 per cento e i margini di raffinazione per l'indicatore aziendale SERM (*Sustainable Enterprise Risk Management*) hanno registrato la *performance* peggiore con un -60 per cento.

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.

Il *management* ha, altresì, adottato una serie di misure per preservare la liquidità dell'Azienda, la capacità di far fronte alle obbligazioni finanziarie in scadenza e 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 mld, pari a circa il 35 per cento del totale previsto nel *budget* originario a cambi costanti, consuntivando 5 mld. Nel prossimo quadriennio gli investimenti saranno

dimensionati su livelli più contenuti rispetto al passato, con meno di 7 mld per anno e una previsione per il 2021 di poco superiore al 2020;

- attuazione di un programma di riduzione dei costi operativi in tutte le linee di *business*, con risparmi consuntivati nel 2020 di circa 1,9 mld, di cui circa il 30 per cento di ordine strutturale; una manovra di ampiezza paragonabile è prevista nel 2021;
- ricorso al mercato obbligazionario con un’emissione di 2 mld nel mese di maggio, cui ha fatto seguito l’emissione di due *bond* ibridi nel mese di ottobre dell’ammontare complessivo di 3 mld;
- ritiro della proposta di acquisto di azioni proprie 2020;
- revisione della 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 euro per azione, commisurato ad una media annua del Brent pari ad almeno 43 \$/barile (rivisto rispetto alla soglia originaria 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.

A fronte di tale scenario, il Gruppo ha chiuso il bilancio 2020 con una perdita netta di competenza di 8.635 mln, in netta flessione rispetto all’utile di 148 mln del 2019. Anche la gestione industriale (utile operativo) è in diminuzione, con un risultato negativo per 3.275 mln, rispetto all’utile di 6.432 mln del 2019.

Escludendo dall’utile operativo e dall’utile netto le poste straordinarie e il relativo effetto fiscale, l’utile operativo *adjusted* consolidato, pari a 1.898 mln, è diminuito del 78 per cento (8.597 mln nel 2019): tale andamento è effetto della richiamata flessione del 35 per cento rispetto al 2019 del prezzo del petrolio per il riferimento Brent, con una media annua di circa 42 \$/barile.

L’utile operativo *adjusted* nei diversi settori di attività fa registrare una *performance* positiva nel *Global Gas & LNG Portfolio* (+133 mln sul 2019), nell’*EGL, Power & Renewables* (+95 mln sul 2019) e nel *Corporate* e altre attività (+ 95 mln sul 2019), mentre mostra una diminuzione negli altri settori (-7.093 mln nell’*Exploration & Production*; -15 mln nel *Refining & Marketing* e Chimica), mentre l’effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato registra una variazione positiva per 86 mln.

La diminuzione dell'utile netto *adjusted* di competenza degli azionisti Eni (-758 mln nel 2020, rispetto ai 2,88 mld di utile dell'esercizio precedente) è dovuto alla flessione della *performance* operativa, ai minori risultati delle JV e altre partecipazioni industriali a causa del deterioramento del quadro macroeconomico e dell'andamento del *tax rate*.

Il flusso di cassa netto da attività operativa (*cash flow*) ammonta a 4,82 mld, in diminuzione, rispetto ai 12,39 mld del 2019, del 61 per cento 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 mln nel 2019 contro 274 mln nel periodo attuale).

A fine esercizio 2020, il rapporto tra indebitamento e mezzi propri (*leverage*) si attesta a 0,31, in aumento rispetto allo 0,24 del 2019.

In particolare, sotto il profilo operativo, nell'esercizio 2020, la produzione di idrocarburi è stata di 1,73 mln di boe/giorno, in diminuzione del 7,5 per cento rispetto al 2019; le riserve certe di idrocarburi a fine anno si attestano a 6.905 mln di boe (7.268 mln di boe nel 2019), con un tasso di rimpiazzo organico del 43 per cento (92 per cento nel 2019).

Come per gli anni precedenti, il principale *driver* di crescita e di generazione di cassa dell'*Exploration & Production* (E&P) è stato il settore dell'esplorazione, che, nonostante la riduzione degli investimenti di circa il 50 per cento, ha consentito la scoperta di 400 milioni di boe di nuove risorse, al costo di 1,6 \$/barile.

### **8.1.1 Risultati consolidati del primo semestre e del terzo trimestre 2021**

Il 30 luglio 2021 Eni ha comunicato i risultati consolidati del primo semestre 2021, confermando il progressivo *trend* di recupero già in atto.

La tabella seguente mette a confronto i risultati del Gruppo del primo semestre 2021 con quelli del primo semestre 2020.

**Tabella 39 - Risultati del Gruppo del primo semestre 2021**

(milioni di euro)

	I sem 2021	I sem 2020	Var. ass.	Var. %
<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>	<b>30.788</b>	<b>22.030</b>	<b>8.758</b>	<b>39,75</b>
<b>Utile (perdita) operativo</b>	<b>3.857</b>	<b>(3.775)</b>	<b>7.632</b>	<b>202,17</b>
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(815)	1.394	(2.209)	(158,46)
Esclusione special item	324	3.254	(2.930)	(90,04)
<b>Utile (perdita) operativo <i>adjusted</i></b>	<b>3.366</b>	<b>873</b>	<b>2.493</b>	<b>285,57</b>
Dettaglio per settore di attività:				
<i>Exploration &amp; Production</i>	3.219	230	2.989	1.299,57
<i>Global Gas &amp; LNG Portfolio</i>	(6)	363	(369)	(101,65)
<i>Refining &amp; Marketing e Chimica</i>	70	89	(19)	(21,35)
<i>EGL, Power &amp; Renewables</i>	310	276	34	12,32
<i>Corporate e altre attività</i>	(257)	(339)	82	24,19
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	30	254	(224)	(88,19)
<b>Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni</b>	<b>1.103</b>	<b>(7.335)</b>	<b>8.438</b>	<b>115,04</b>
Eliminazione utile (perdita) di magazzino	(581)	991	(1.572)	(158,63)
Esclusione <i>special item</i>	677	5.689	(5.012)	(88,10)
<b>Utile (perdita) netto <i>adjusted</i> di competenza azionisti Eni</b>	<b>1.199</b>	<b>(655)</b>	<b>1.854</b>	<b>283,05</b>

Nel periodo in esame i ricavi della gestione caratteristica sono stati pari a 30,79 miliardi, in aumento del 40 per cento rispetto ai 22,03 miliardi, ottenuti nella prima metà del 2020, per effetto del rafforzamento di tutte le *commodities*: il Brent è cresciuto da 40 \$/barile nel primo semestre 2020 a 65 \$/barile nel corrispondente periodo del 2021; i prezzi del gas (TTF e PSV) in Europa sono saliti più del doppio; infine lo *spread* polietilene-etilene, indicatore di riferimento per la chimica, ha raggiunto il valore *record* di circa 800 \$/tonnellata.

La ripresa dei volumi commercializzati è stata favorita dalla progressiva riapertura dell'economia principalmente in R&M e nella Chimica che ha catturato la ripartenza della domanda globale di *commodity* in settori finali chiave quali l'*automotive*, il *packaging* e il settore dei beni di largo consumo, nonché volumi di vendite addizionali, correlati alla maggiore disponibilità degli impianti e al minore *import* da paesi produttori (USA e Medio Oriente). Il *retail gas* e *power* ha beneficiato della positiva *performance* del *business extracommodity*, delle azioni commerciali Italia e dell'aumento del numero dei clienti. La produzione di idrocarburi è scesa a 1,65 mln di boe/giorno (-6 per cento). Il Gruppo ha chiuso il semestre con un utile operativo *adjusted* di 3.366 mln di euro, in forte recupero rispetto agli 873 mln ottenuti nella prima metà del 2020.

Il risultato netto *adjusted* è stato positivo per 1.199 mln, a fronte della perdita di 655 mln nei primi sei mesi del 2020 per effetto della migliore *performance* operativa e della normalizzazione

del *tax rate* (58 per cento nel semestre) dovuta al miglioramento dello scenario *upstream* e alle migliori previsioni reddituali delle attività *green* in Italia.

Nel primo semestre 2021 il Gruppo è tornato in utile con 1.103 milioni rispetto alla perdita di 7.335 milioni nel primo semestre 2020 dovuto a svalutazioni di attività non correnti di 3,4 miliardi, riferite principalmente ad asset *oil&gas* e impianti di raffinazione ed ha registrato una generazione di cassa operativa pari a 4.093 mln, in aumento del 72,1 per cento rispetto alla prima metà del 2020, sostenuto dal miglioramento dello scenario *upstream*.

Il Consiglio di amministrazione di Eni, avendo valutato il miglioramento dei fondamentali dello scenario energetico e le prospettive di evoluzione del mercato, ha deliberato uno scenario di riferimento Brent di 65 \$/bbl, che, in funzione della politica di remunerazione degli azionisti, approvata il 18 febbraio u.s., ha determinato:

- un dividendo annuale nell'esercizio fiscale 2021 di 0,86 euro per azione, che cresce di oltre il 100 per cento rispetto al 2020, ritornando a livelli pre-COVID;
- l'avvio di un programma di *buy-back* da 400 mln.

In forza della delega conferita dall'Assemblea degli azionisti del 12 maggio u.s., il Cda ha deliberato la distribuzione del 50 per cento del dividendo previsionale a titolo di acconto sul dividendo 2021, pari a 0,43 euro per azione, con pagamento a settembre, mediante utilizzo delle riserve disponibili di Eni SpA.

### 8.1.2 Risultati del Gruppo del terzo trimestre 2021

Il 29 ottobre 2021 Eni ha comunicato i risultati consolidati del terzo trimestre e dei primi nove mesi 2021 confermando il *trend* di crescita delle *performance* economico finanziarie. Nel *business* del gas e GNL è stato ottimizzato il portafoglio e sono stati portati avanti importanti negoziati con un considerevole beneficio atteso sui risultati dell'anno. Grazie alle *performance* positive di tutte le linee di *business*, nel terzo trimestre il Gruppo ha raggiunto valori ai massimi degli ultimi anni generando 2.492 milioni di Ebit<sup>22</sup> *adjusted* (+ 22 per cento rispetto al secondo trimestre 2021 e + 1.955 milioni rispetto al dato 2020) per il rafforzamento dello scenario energetico, in particolare per il balzo dei prezzi del gas, che ha trainato, unitamente a maggiori produzioni, la *performance* di E&P (+ 603 milioni rispetto al secondo trimestre, +33 per cento),

---

<sup>22</sup> *Earnings Before Interest and Taxes*. L'Ebit è calcolato sommando algebricamente all'Ebitda (che rappresenta la gestione operativa e rappresenta la differenza tra i ricavi operativi ed i costi operativi) gli ammortamenti, le svalutazioni e perdite (riprese) di valore e gli accantonamenti.

nonché alla ripresa dei settori penalizzati in corso d'anno dallo scenario *mid/downstream* negativo con R&M che torna in utile (161 milioni a fronte della perdita di 12 milioni nel secondo trimestre) e GGP che ha più che raddoppiato il risultato (pari a 50 milioni, + 26 milioni rispetto al secondo trimestre 2021). Il Gruppo ha, altresì, riportato a livelli pre-COVID l'utile netto *adjusted* attestandosi a 1.431 milioni (+ 54 per cento rispetto al secondo trimestre 2021 e inversione di tendenza rispetto al dato negativo del 2020 di 153 milioni) per effetto della crescita dell'utile operativo e dei maggiori risultati delle principali partecipazioni (in particolare: *Vår Energi*, +84 milioni e ADNOC R&GT, +81 milioni).

## 8.2 Contenuto e forma del bilancio consolidato nel 2020

Il bilancio consolidato dell'esercizio 2020 è stato elaborato nel rispetto dei "principi contabili internazionali" (*International financial reporting standards - IFRS*) indicati dall'*International Accounting standards board* (IASB) ed adottati dalla Commissione Europea, nonché dei provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del decreto legislativo n. 38 del 2005.

Il perimetro di consolidamento comprende i bilanci di Eni S.p.A. e delle imprese italiane e straniere sulle quali Eni esercita direttamente od indirettamente il controllo nonché gli accordi a controllo congiunto classificati come *joint operation*, i cui saldi sono ripresi *pro-quota* in base all'interessenza Eni.

In un apposito allegato "Partecipazioni di Eni S.p.A. al 31 dicembre 2020", che costituisce parte integrante del bilancio consolidato, sono indicate le imprese consolidate, quelle controllate non consolidate, le imprese controllate con altri soci, le imprese collegate e le partecipazioni rilevanti.

Il bilancio consolidato, deliberato nella riunione del Cda del 18 marzo 2021, è corredato, ai sensi dell'art. 154 bis, comma 5, del decreto legislativo n. 58 del 1998, dall'attestazione dell'Amministratore delegato e del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni S.p.A., nonché, ai sensi degli artt. 14 e 16 del decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 39, dalla relazione della società di revisione<sup>23</sup> e dal parere del Collegio sindacale.

---

<sup>23</sup> In particolare, la Società di revisione, in data 2 aprile 2021, ha affermato che "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'art. 9 del D. Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38".

## 8.3 Lo stato patrimoniale

### 8.3.1 L'attivo dello stato patrimoniale

La tabella che segue espone i dati relativi all'attivo dello stato patrimoniale dell'esercizio 2020, posti a confronto con quelli del 2019 e le relative variazioni percentuali.

Tabella 40 - Stato patrimoniale consolidato - attivo

*(milioni di euro)*

	31.12.2020	31.12.2019	Var. %
<b>ATTIVITA'</b>			
<b>Attività correnti</b>			
Disponibilità liquide ed equivalenti	9.413	5.994	57,04
Attività finanziarie destinate al <i>trading</i>	5.502	6.760	(18,61)
Altre attività finanziarie	254	384	(33,85)
Crediti commerciali e altri crediti	10.926	12.873	(15,12)
Rimanenze	3.893	4.734	(17,77)
Attività per imposte sul reddito	184	192	(4,17)
Altre attività correnti	2.686	3.972	(32,38)
<b>Totale attività correnti</b>	<b>32.858</b>	<b>34.909</b>	<b>(5,88)</b>
<b>Attività non correnti</b>			
Immobili, impianti e macchinari	53.943	62.192	(13,26)
Diritto di utilizzo beni in <i>leasing</i>	4.643	5.349	(13,20)
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	995	1.371	(27,43)
Attività immateriali	2.936	3.059	(4,02)
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	6.749	9.035	(25,30)
Altre partecipazioni	957	929	3,01
Altre attività finanziarie	1.008	1.174	(14,14)
Attività per imposte anticipate	4.109	4.360	(5,76)
Attività per imposte sul reddito	153	173	(11,56)
Altre attività non correnti	1.253	871	43,86
<b>Totale attività non correnti</b>	<b>76.746</b>	<b>88.513</b>	<b>(13,29)</b>
<b>Attività destinate alla vendita</b>	<b>44</b>	<b>18</b>	<b>144,44</b>
<b>TOTALE ATTIVITA'</b>	<b>109.648</b>	<b>123.440</b>	<b>(11,17)</b>

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Nel far rinvio ai dati contenuti nell'elaborato contabile del Gruppo Eni, ed alla ivi allegata relazione, si analizzano, di seguito, le più significative fra le poste attive dello stato

patrimoniale.

## ATTIVITÀ CORRENTI

### *Disponibilità liquide ed equivalenti*

Le disponibilità liquide ed equivalenti, (9.413 mln) sono costituite, principalmente, da depositi in euro ed in moneta estera e risultano incrementate di 3.419 ml.

### *Attività finanziarie destinate al trading*

Le attività finanziarie destinate al *trading*, pari a 5.502 mln, 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 impreveduti e per garantire adeguata elasticità ai programmi di sviluppo. L'attività di gestione di tale liquidità punta all'ottimizzazione del rendimento, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, con il vincolo di tutela del capitale e disponibilità immediata dei fondi. Tali attività comprendono operazioni di prestito titoli per 1.361 mln (1.347 mln al 31 dicembre 2019).

Coerentemente con le finalità dell'investimento e con le previsioni dei principi contabili applicabili le attività finanziarie destinate al *trading* sono valutate al *fair value*, sulla base delle quotazioni di mercato ovvero utilizzando tecniche di valutazione adeguate alle circostanze massimizzando l'uso di *input* osservabili. Al 31 dicembre 2020 i proventi netti sulle attività finanziarie destinate al *trading* ammontano a 31 mln.

### *Crediti commerciali ed altri crediti*

Nel 2020 ammontano a 10.926 mln e ricomprendono "crediti commerciali" (crediti per forniture di idrocarburi) per 7.087 mln (8.519 mln nel 2019); "crediti per attività di disinvestimento" per 21 mln (30 mln nel 2019); "Crediti verso *partner* per attività di esplorazione e produzione" per 2.293 mln (2.637 mln nel 2019) e "crediti verso altri" per 1.525 mln (1.687 mln nel 2019).

Il decremento dei crediti commerciali di 1.432 mln è dovuto principalmente alla riduzione dei prezzi degli idrocarburi. Al 31 dicembre 2020 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti essenzialmente commerciali con scadenza 2021 per 1.377 mln (1.782 mln nell'esercizio 2019 con scadenza 2020). Le cessioni 2020 hanno riguardato crediti relativi al settore *Refining & Marketing* e Chimica per 730 mln, al settore Eni gas e luce,

*Power & Renewables* per 324 mln e al settore *Global Gas & LNG Portfolio* per 323 mln. I crediti verso *partner* per attività di esplorazione e produzione sono diminuiti di 344 mln, mentre i crediti per attività di disinvestimento sono diminuiti di 9 mln nel corso dell'esercizio.

#### ATTIVITÀ NON CORRENTI

##### *Immobili, impianti e macchinari*

Si espone di seguito il dettaglio di tale voce.

**Tabella 41 - Immobili, impianti e macchinari**
*(milioni di euro)*

2020	Terreni e fabbricati	Pozzi, impianti e macchinari E&P	Altre attività materiali	Attività esplorativa e di appraisal E&P	Immobilizzazioni in corso E&P	Altre immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
<b>Valore iniziale netto</b>	<b>1.218</b>	<b>46.492</b>	<b>3.632</b>	<b>1.563</b>	<b>7.412</b>	<b>1.875</b>	<b>62.192</b>
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
<b>Valore finale netto</b>	<b>1.128</b>	<b>39.648</b>	<b>3.299</b>	<b>1.341</b>	<b>7.118</b>	<b>1.409</b>	<b>53.943</b>
Valore finale lordo	4.082	136.468	28.839	1.341	11.169	2.742	184.641
Fondo ammortamento	2.954	96.820	25.540		4.051	1.333	130.698
<b>2019</b>							
<b>Valore iniziale netto</b>	<b>1.274</b>	<b>42.856</b>	<b>3.901</b>	<b>1.267</b>	<b>9.195</b>	<b>1.809</b>	<b>60.302</b>
Investimenti	12	144	223	508	6.170	992	8.049
Capitalizzazione				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)
<b>Valore finale netto</b>	<b>1.218</b>	<b>46.492</b>	<b>3.632</b>	<b>1.563</b>	<b>7.412</b>	<b>1.875</b>	<b>62.192</b>
Valore finale lordo	4.067	144.789	28.191	1.563	11.406	2.799	192.815
Fondo ammortamento	2.849	98.297	24.559		3.994	924	130.623

(\*) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione.

Fonte: Eni

Il valore finale netto della voce “Immobili, impianti e macchinari” è di 53.943 mln (62.192 mln al 31 dicembre 2019) e riguarda essenzialmente pozzi, impianti e macchinari E&P per 39.648 mln (46.492 mln nel 2019) e immobilizzazioni in corso E&P per 7.118 mln (7.412 mln nel 2019).

Il risultato diminuisce di 8.249 mln per effetto essenzialmente degli ammortamenti (6.205 mln), delle differenze di cambio da conversione (4.140 mln), solo parzialmente controbilanciati dagli investimenti (4.407).

Gli investimenti sono riferiti al settore *Exploration & Production* per 3.444 mln (6.889 mln nel 2019). Nel settore *E&P* sono state rilevate svalutazioni ante imposte per 1.888 mln, 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 mln), Algeria (409 mln), Congo (306 mln), Stati Uniti (232 mln) e Turkmenistan (202 mln). Le svalutazioni contabilizzate nella linea di *business Refining & Marketing* di 1.255 mln sono, relative 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.

#### ***Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto***

Le predette partecipazioni, ammontanti, al 31 dicembre 2020, a 6.749 mln, vengono esposte di seguito, raffrontandole con quelle al 31 dicembre 2019.

**Tabella 42 - Partecipazioni (metodo del patrimonio netto)**

(milioni di euro)

	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
<b>Valore iniziale</b>	<b>86</b>	<b>4.592</b>	<b>4.357</b>	<b>9.035</b>	<b>95</b>	<b>5.497</b>	<b>1.452</b>	<b>7.044</b>
Modifica dei criteri contabili (IAS 28)						22		22
<b>Valore iniziale riesposto</b>	<b>86</b>	<b>4.592</b>	<b>4.357</b>	<b>9.035</b>	<b>95</b>	<b>5.519</b>	<b>1.452</b>	<b>7.066</b>
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
<b>Valore finale</b>	<b>80</b>	<b>2.832</b>	<b>3.837</b>	<b>6.749</b>	<b>86</b>	<b>4.592</b>	<b>4.357</b>	<b>9.035</b>

Fonte: Eni

Il valore delle partecipazioni è diminuito nel 2020 di 2.286 mln.

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano: (i) per 89 mln, l'acquisizione della quota del 49 per cento di *Novis Renewables Holdings Llc*, del 50 per cento 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 mln, l'acquisizione della quota del 40 per cento di *Finproject SpA*, attiva nei segmenti delle applicazioni specialistiche dei polimeri, meno esposte alla volatilità dello scenario; (iii) per 38 mln, 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 mln, 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 mln, dovute alla debolezza dello scenario di raffinazione e alla rilevazione di una significativa perdita da valutazione

scorte; (iii) Saipem SpA, per 354 mln, 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 mln per la *Cardón IV SA* (Eni 50 per cento) che opera il giacimento a gas Perla, in Venezuela, azienda 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 mln alla *Vår Energi AS*.

#### *Attività per imposte anticipate*

La posta ammonta a 4.109 mln (4.360 mln al 31 dicembre 2019), al netto delle passività per imposte differite compensabili di 3.057 mln (4.663 mln al 31 dicembre 2019).

#### **8.3.2 Il passivo dello stato patrimoniale**

La tabella che segue espone i dati relativi al passivo dello stato patrimoniale dell'esercizio 2020, messo a confronto con l'esercizio 2019 e le relative variazioni percentuali.

**Tabella 43 - Stato patrimoniale consolidato - passivo**

(milioni di euro)

	31.12.2020	31.12.2019	Var. %
<b>PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO</b>			
<b>Passività correnti</b>			
Passività finanziarie a breve termine	2.882	2.452	17,54
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	1.909	3.156	(39,51)
Quote a breve di passività per beni in <i>leasing</i> a lungo termine	849	889	(4,50)
Debiti commerciali e altri debiti	12.936	15.545	(16,78)
Passività per imposte sul reddito	243	456	(46,71)
Altre passività correnti	4.872	7.146	(31,82)
<b>Totale</b>	<b>23.691</b>	<b>29.644</b>	<b>(20,08)</b>
<b>Passività non correnti</b>			
Passività finanziarie a lungo termine	21.895	18.910	15,79
Passivit. per beni in <i>leasing</i> a lungo termine	4.169	4.759	(12,40)
Fondi per rischi e oneri	13.438	14.106	(4,74)
Fondi per benefici ai dipendenti	1.201	1.136	5,72
Passività per imposte differite	5.524	4.920	12,28
Passività per imposte sul reddito	360	454	(20,70)
Altre passività non correnti	1.877	1.611	16,51
<b>Totale</b>	<b>48.464</b>	<b>45.896</b>	<b>5,60</b>
<b>TOTALE PASSIVITA'</b>	<b>72.155</b>	<b>75.540</b>	<b>(4,48)</b>
<b>PATRIMONIO NETTO</b>			
<i>Patrimonio netto di Eni:</i>			
Capitale sociale	4.005	4.005	0,00
Utili relativi a esercizi precedenti	34.043	35.894	(5,16)
Riserve per differenze cambio da conversione	3.895	7.209	(45,97)
Altre riserve	4.688	1.564	199,74
Azioni proprie	(581)	(981)	40,77
Utile (perdita) dell'esercizio	(8.635)	148	(5.934,46)
<b>Totale patrimonio netto di Eni</b>	<b>37.415</b>	<b>47.839</b>	<b>(21,79)</b>
<i>Interessenze di terzi</i>	78	61	27,87
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO</b>	<b>37.493</b>	<b>47.900</b>	<b>(21,73)</b>
<b>TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO</b>	<b>109.648</b>	<b>123.440</b>	<b>(11,17)</b>

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

**PASSIVITÀ CORRENTI**
*Passività finanziarie a breve termine*

L'incremento di 430 mln delle passività finanziarie a breve termine è dovuto essenzialmente

all'aumento dei debiti finanziari rappresentati da titoli di credito (+455 mln) e delle passività a breve verso banche (+150 mln), a fronte di un decremento delle passività a breve verso altri finanziatori, per 175 mln.

I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito di 2.233 mln (1.778 mln al 31 dicembre 2019) riguardano l'emissione di *commercial paper* da parte delle società finanziarie del gruppo.

**Tabella 44 - Passività finanziarie a breve termine**

(milioni di euro)

	31.12.2020	31.12.2019
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	2.233	1.778
Banche	337	187
Altri finanziatori	312	487
<b>Totale</b>	<b>2.882</b>	<b>2.452</b>

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

### *Debiti commerciali e altri debiti*

**Tabella 45 - Debiti commerciali ed altri debiti**

(milioni di euro)

	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
<b>Totale</b>	<b>12.936</b>	<b>15.545</b>

Fonte: Eni

Al 31.12.2020 il totale dei debiti commerciali e altri debiti diminuisce rispetto all'esercizio precedente, per 2.609 mln.

### *Altre passività correnti*

Le altre passività correnti passano da 7.146 mln a 4.872 mln, con un decremento di 2.274 mln.

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 mln (1.228 mln 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 mln (64 mln al 31 dicembre 2019) e alla quota a lungo termine per 393 mln (455 mln al 31 dicembre 2019).

## PASSIVITÀ NON CORRENTI

### *Passività finanziarie a lungo termine*

Nella seguente tabella sono analizzate le poste relative alle passività finanziarie non correnti.

**Tabella 46 - Passività finanziarie non correnti**

(milioni di euro)

	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 finanz. rapp. da titoli di credito	2.233			2.233	1.778			1.778
Altri finanziatori	312	10	26	348	487	10	39	536
<b>Totale</b>	<b>2.882</b>	<b>1.909</b>	<b>21.895</b>	<b>26.686</b>	<b>2.452</b>	<b>3.156</b>	<b>18.910</b>	<b>24.518</b>

Fonte: Eni

Le passività finanziarie a lungo termine passano da 18.910 mln a 21.895, con un aumento di 2.985 mln, per effetto, principalmente, dell'incremento delle obbligazioni ordinarie (+2.143 mln), delle passività verso banche (+852 mln) e verso altri finanziatori (+16 mln). Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, di 23.804 mln (22.066 mln al 31 dicembre 2019) aumentano di 1.738 mln.

Le obbligazioni ordinarie di 19.420 mln (18.779 mln al 31 dicembre 2019) riguardano il programma di *Euro Medium Term Notes*, per complessivi 16.356 mln, e altri prestiti obbligazionari, per complessivi 3.064 mln.

### Fondi per rischi ed oneri

In base ai principi contabili applicabili, gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri risultano effettuati nei seguenti casi: 1) quando è probabile l'esistenza di un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; 2) quando è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; 3) quando 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. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi, determinati tenendo conto dei rischi associati all'obbligazione.

Nella tabella che segue si fornisce il dettaglio di tale voce al 31.12.2020, posto a confronto con l'anno precedente.

**Tabella 47 - Fondi per rischi e oneri**

(milioni di euro)

	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
<b>Valore al 31.12.2019</b>	<b>8.936</b>	<b>2.602</b>	<b>850</b>	<b>199</b>	<b>333</b>	<b>188</b>	<b>113</b>	<b>70</b>	<b>46</b>	<b>769</b>	<b>14.106</b>
Accantonamenti		168	172	61	160	44		1	2	193	<b>801</b>
Rilevazione iniziale e variazione stima	955										<b>955</b>
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	190	(2)	1							1	<b>190</b>
Utilizzi a fronte oneri	(252)	(296)	(526)	(30)	(237)			(7)	(14)	(266)	<b>(1.628)</b>
Utilizzi per esuberanza	(3)	(183)	(96)	(53)		(6)	(9)	(11)	(4)	(38)	<b>(403)</b>
Differenze cambio da conversione	(469)		(31)	(8)		(4)	(1)			(9)	<b>(522)</b>
Altre variazioni	5	(26)	15	1	2	(24)	(8)		(1)	(25)	<b>(61)</b>
<b>Valore al 31.12.2020</b>	<b>9.362</b>	<b>2.263</b>	<b>385</b>	<b>170</b>	<b>258</b>	<b>198</b>	<b>95</b>	<b>53</b>	<b>29</b>	<b>625</b>	<b>13.438</b>

Fonte: Eni

Rientrano nell'ambito delle fattispecie che determinano lo stanziamento dei fondi, le passività per la chiusura e abbandono dei pozzi; esse accolgono 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.

Il fondo "abbandono e ripristino siti e *social project*" di 9.362 mln 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 mln). Gli esborsi più significativi connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale che copre i prossimi 50 anni.

Il fondo "rischi ambientali" di 2.263 mln accoglie la stima degli oneri relativi a interventi di bonifica ambientale e di ripristino dello stato dei suoli e delle falde delle aree di proprietà o in concessione di siti prevalentemente dismessi, chiusi e smantellati o in fase di ristrutturazione per i quali sussiste alla data di bilancio un'obbligazione legale o "*constructive*" dell'Eni all'esecuzione degli interventi. In tale ambito, sono 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 a *Eni Rewind SpA* (ex *Syndial SpA*) per 1.647 mln e alla linea di business *Refining & Marketing* per 359 mln.

Il fondo rischi per contenziosi di 385 mln 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 mln. 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 di 170 mln riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi e contestazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze

applicative delle norme in vigore di consociate italiane ed estere del settore *Exploration & Production* (139 mln).

## PATRIMONIO NETTO

### *Interessenze di terzi*

Il patrimonio netto complessivo di pertinenza delle interessenze di terzi al 31 dicembre 2020 è di 78 mln di euro (61 mln di euro al 31 dicembre 2019).

### *Patrimonio netto di Eni*

La composizione del patrimonio netto di Eni viene esposta in dettaglio nella tabella che segue.

**Tabella 48 - Patrimonio netto di Eni**

	<i>(milioni di euro)</i>	
	<b>31.12.2020</b>	<b>31.12.2019</b>
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 <i>cash flow hedge</i>	(5)	(465)
-Riserva OCI per piani a benefici definiti per i dipendenti	(165)	(173)
-Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto	92	60
-Riserva OCI partecipazioni valutate al <i>fair value</i>	36	12
-Altre riserve	190	190
-Azioni proprie	(581)	(981)
Utile (perdita) dell'esercizio	(8.635)	148
<b>Totale</b>	<b>37.415</b>	<b>47.839</b>

Fonte: Eni

Il patrimonio netto è diminuito di 10.424 mln per effetto del decremento dell'utile dell'esercizio (-8.783 mln), a fronte dell'incremento della riserva OCI per strumenti derivati *cash flow hedge* (+460 mln), della riserva OCI per piani a benefici definiti per i dipendenti (+ 8 mln), della riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto (+32 mln), della riserva OCI partecipazioni valutate al *fair value* (+24 mln) e delle azioni proprie (+400 mln).

#### ▪ Capitale sociale

Al 31 dicembre 2020, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a 4.005.358.876 euro 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).

#### ▪ Riserva legale

La riserva legale è costituita dagli utili che, ai sensi dell'art. 2430 c.c., non possono essere distribuiti a titolo di dividendo. Nell'esercizio di riferimento, l'importo è stato pari a quello massimo richiesto dalla legge.

#### ▪ Riserva per differenze di cambio

La riserva per differenze di cambio da conversione è alimentata dalle variazioni del patrimonio netto delle società consolidate aventi moneta funzionale diversa da quella di presentazione del bilancio consolidato; in particolare, si genera nella conversione dei bilanci delle consociate estere Eni operanti nel settore *upstream* che utilizza il dollaro come valuta di transazione.

L'ammontare della riserva è determinato a fine di ciascun esercizio come differenza tra il patrimonio netto delle consociate con bilancio in dollari, convertito al cambio *spot* della data di apertura, confrontato con lo stesso, valorizzato al cambio *spot* della data di chiusura del bilancio. Pertanto, in caso di apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro tra inizio e fine periodo si genera un effetto negativo nella conversione dei bilanci in dollari nel bilancio consolidato Eni e viceversa. Tale variazione ha natura patrimoniale, cioè è rilevata nelle componenti dell'utile complessivo che alimentano il patrimonio netto, senza avere effetti sul conto economico consolidato dell'anno. Le riserve da conversione transitano a conto economico all'atto della vendita o chiusura della consociata.

#### ▪ Azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a 581 mln (981 mln 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. Come detto, 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 stesso e autorizzando il Consiglio a disporre fino a un massimo di 20 mln di azioni proprie al servizio del Piano.

- Acconto sul dividendo

L'acconto sul dividendo 2020 di 429 mln, pari a 0,12 per azione, 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.

### *Indebitamento finanziario netto e leverage*

Il "leverage" misura il grado di indebitamento della società (calcolato, si è già detto, come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti), ed è utilizzato da Eni per valutare il grado di solidità della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, e per effettuare analisi di *benchmark* con gli *standard* dell'industria.

La tabella che segue illustra il dettaglio dell'indebitamento finanziario per il 2020, in raffronto con quello del 2019.

**Tabella 49 - Indebitamento finanziario netto e leverage**

(milioni di euro)

	31.12.2020	31.12.2019	Var. ass.
Debiti finanziari ed 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
<b>Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16</b>	<b>11.568</b>	<b>11.477</b>	<b>91</b>
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)
<b>Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16</b>	<b>16.586</b>	<b>17.125</b>	<b>(539)</b>
<b>Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi</b>	<b>37.493</b>	<b>47.900</b>	<b>(10.407)</b>
<b>Leverage ante lease liability ex IFRS 16</b>	<b>0,31</b>	<b>0,24</b>	<b>(0,07)</b>
<b>Leverage post lease liability ex IFRS 16</b>	<b>0,44</b>	<b>0,36</b>	

Fonte: Eni

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2020 è pari a 16.586 mln (11.586 mln ante passività per leasing ex IFRS 16), rispetto ai 17.125 mln del 2019. I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a 26.686 mln, di cui 4.791 mln a breve termine (comprensivi delle

quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 1.909 mln) e 21.895 mln a lungo termine.

### *Strumenti finanziari derivati*

Eni, nell'ambito della propria operatività, stipula contratti derivati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di interesse, di prezzo delle *commodity* e di cambio, sia nella sua configurazione di rischio transattivo che di rischio economico. L'attività è operata nell'ambito di linee guida definite centralmente, con l'obiettivo di uniformare e coordinare le politiche di Eni in materia di gestione dei rischi, assicurandone una gestione integrata e accentrata volta ad ottimizzare l'esposizione di Eni a tali rischi. In tale prospettiva Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come *risk reducing* sia direttamente o indirettamente collegata agli *asset* industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta.

**Tabella 50 - Strumenti finanziari derivati e hedge accounting**

(milioni di euro)

	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
<b>Contratti derivati non di copertura</b>						
Contratti su valute						
- <i>Currency swap</i>	125	127	2	97	43	2
- <i>Interest currency swap</i>	128	2	2	26		2
- <i>Outright</i>	4	7	2	8	5	2
<b>Totale</b>	<b>257</b>	<b>136</b>		<b>131</b>	<b>48</b>	
Contratti su interessi						
- <i>Interest currency swap</i>	23	74	2	13	34	2
<b>Totale</b>	<b>23</b>	<b>74</b>		<b>13</b>	<b>34</b>	
Contratti su merci						
- <i>Future</i>	418	447	1	192	181	1
- <i>Over the counter</i>	89	77	2	89	58	2
- Altro	5		2	12		2
<b>Totale</b>	<b>512</b>	<b>524</b>		<b>293</b>	<b>239</b>	
<b>Totale</b>	<b>792</b>	<b>734</b>		<b>437</b>	<b>321</b>	
<b>Contratti derivati di negoziazione</b>						
Contratti su merci						
- <i>Over the counter</i>	1.167	1.451	2	2.387	1.953	2
- <i>Future</i>	440	525	1	348	313	1
- Opzioni	4	3	2	21	22	2
<b>Totale</b>	<b>1.611</b>	<b>1.979</b>		<b>2.756</b>	<b>2.288</b>	
<b>Contratti derivati cash flow hedge</b>						
Contratti su merci						
- <i>Over the counter</i>	209	30	2	1	596	2
- <i>Future</i>	119	8	1	34	148	1
- Opzioni		51	2		2	2
<b>Totale</b>	<b>328</b>	<b>89</b>		<b>35</b>	<b>746</b>	
<b>Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>11</b>	<b>11</b>	<b>2</b>
<b>Totale contratti derivati lordi</b>	<b>2.733</b>	<b>2.804</b>		<b>3.239</b>	<b>3.366</b>	
Compensazione	(1.033)	(1.033)		(612)	(612)	
<b>Totale contratti derivati netti</b>	<b>1.700</b>	<b>1.771</b>		<b>2.627</b>	<b>2.754</b>	
Di cui:						
- correnti	1.548	1.609		2.573	2.704	
- non correnti	152	162		54	50	

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Le variazioni del *fair value* degli strumenti finanziari derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come 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”; diversamente, le variazioni del *fair value* degli strumenti finanziari derivati non di copertura su *commodity* sono rilevate nella voce di conto economico “Altri proventi (oneri) operativi”<sup>24</sup>.

## 8.4 Il conto economico

I risultati di esercizio sono esposti nella tabella che segue.

---

<sup>24</sup> Per un maggiore dettaglio si rinvia alla relazione Eni ai paragrafi “Altri proventi (oneri) operativi” e “Proventi (oneri) finanziari” della sezione del conto economico.

**Tabella 51 - Conto economico consolidato**
*(milioni di euro)*

	2020	2019	Var. ass.
<b>RICAVI</b>			
Ricavi della gestione caratteristica	43.987	69.881	(25.894)
Altri ricavi e proventi	960	1.160	(200)
<b>Totale ricavi</b>	<b>44.947</b>	<b>71.041</b>	<b>(26.094)</b>
<b>COSTI</b>			
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	33.551	50.874	(17.323)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	226	432	(206)
Costo lavoro	2.863	2.996	(133)
Altri proventi (oneri) operativi	766	(287)	1.053
Ammortamenti	7.304	8.106	(802)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	3.183	2.188	995
Radiazioni	329	300	29
<b>Totale costi operativi</b>	<b>48.222</b>	<b>64.609</b>	<b>(16.387)</b>
<b>UTILE (PERDITA) OPERATIVO</b>	<b>(3.275)</b>	<b>6.432</b>	<b>(9.707)</b>
<b>PROVENTI (ONERI) FINANZIARI</b>			
Proventi finanziari	3.531	3.087	444
Oneri finanziari	4.958	4.079	879
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	31	127	(96)
Strumenti finanziari derivati	351	(14)	365
<b>Totale</b>	<b>(1.045)</b>	<b>(879)</b>	<b>(166)</b>
<b>PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI</b>			0
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(1.733)	(88)	(1.645)
Altri proventi (oneri) su partecipazioni	75	281	(206)
<b>Totale</b>	<b>(1.658)</b>	<b>193</b>	<b>(1.851)</b>
<b>UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE</b>	<b>(5.978)</b>	<b>5.746</b>	<b>(11.724)</b>
Imposte sul reddito	2.650	5.591	(2.941)
<b>UTILE/PERDITA DELL'ESERCIZIO</b>	<b>(8.628)</b>	<b>155</b>	<b>(8.783)</b>
<b>Di competenza:</b>			
- azionisti Eni	(8.635)	148	(8.783)
- interessenze di terzi	7	7	0
	<b>(8.628)</b>	<b>155</b>	<b>(8.783)</b>
<b>Utile per azione sull'utile dell'esercizio di competenza degli azionisti Eni (ammontari in € per azione)</b>			0
- semplice	(2,42)	0,04	(2,46)
- diluito	(2,42)	0,04	(2,46)

*Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni*

Come anticipato, nel 2020 il Gruppo Eni ha chiuso il bilancio con una perdita netta di 8.628 mln rispetto all'utile di 155 mln del 2019. Tale risultato è da imputarsi soprattutto alla notevole riduzione dei ricavi per effetto prezzo e per i minori volumi di produzione conseguenti al

taglio degli investimenti alle quote produttive OPEC+ e agli effetti del COVID-19 sulla domanda, nonché alla rilevazione di oneri di carattere straordinario (3,2 mld relativi 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 mld relativi alla valutazione delle scorte che sono state allineate al valore netto di realizzo a fine periodo, 1,7 mld di oneri *straordinari* rilevati dalle partecipate e circa 1,3 mld per la svalutazione delle attività per imposte anticipate iscritte all'attivo di bilancio). Il risultato netto di competenza Eni, negativo per 8.635 mln, è in diminuzione di 8.783 mln rispetto al 2019.

La gestione operativa del Gruppo registra una perdita di 3,3 mld, nonostante la consistente riduzione dei costi ed altre iniziative del *management* per contrastare gli effetti della pandemia. La perdita netta *adjusted* di competenza degli azionisti Eni è di 758 mln, risultato in diminuzione di 3.634 mln rispetto al 2019 che chiudeva con 2.876 mln, 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*.

## RICAVI

### *Ricavi della gestione caratteristica*

Vengono evidenziati nella tabella che segue i ricavi della gestione caratteristica distinti per settori di attività:

**Tabella 52 - Ricavi della gestione caratteristica**

(milioni di euro)

	2020	2019	Var. ass.	Var. %
<i>Exploration &amp; Production</i>	13.590	23.572	(9.982)	(42,35)
<i>Global Gas &amp; LNG Portfolio</i>	7.051	11.779	(4.728)	(40,14)
<i>Refining &amp; Marketing</i> e Chimica	25.340	42.360	(17.020)	(40,18)
<i>EGL, Power &amp; Renewables</i>	7.536	8.448	(912)	(10,80)
Corporate e altre attività	1.559	1.676	(117)	(6,98)
Elisioni di consolidamento	(11.089)	(17.954)	6.865	38,24
<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>	<b>43.987</b>	<b>69.881</b>	<b>(25.894)</b>	<b>(37,05)</b>
<b>Altri ricavi e proventi</b>	<b>960</b>	<b>1.160</b>	<b>(200)</b>	<b>(17,24)</b>
<b>Totale ricavi</b>	<b>44.947</b>	<b>74.041</b>	<b>(29.094)</b>	<b>(39,29)</b>

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2020 (43.987 mln) sono diminuiti di 25.894

mln rispetto al 2019 (-37,05 per cento). I ricavi della *Exploration & Production* (13.590 milioni) evidenziano una riduzione del 42,35 per cento per effetto del deterioramento delle scenario petrolifero che si è riflesso sul prezzo di realizzo degli idrocarburi (-34 per cento in media). I ricavi del settore *Global Gas & LNG Portfolio* (7.051 mln), sono diminuiti di 4.728 milioni (-40,1 per cento) 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.

I ricavi del settore *Refining & Marketing* e Chimica (25.340 mln) si riducono di 17.020 mln (-40,2 per cento) 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 mln) si riducono di 912 mln (-10,8 per cento) a seguito delle flessioni dei prezzi delle *commodity* e dei minori consumi causati dalla recessione economica.

### ***Altri ricavi e proventi***

Gli altri ricavi e proventi, pari a 960 mln, sono in diminuzione di 200 mln sul 2019 e comprendono le plusvalenze da vendita di attività materiali, immateriali e rami d'azienda per 10 mln (152 nel 2019).

## **COSTI OPERATIVI**

### ***Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi***

La posta, di 33.551 mln, è diminuita, nell'esercizio in esame, di 17.323 (-34 per cento) - al netto delle svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti, che passano da 432 mln a 226 mln - per effetto essenzialmente della riduzione del costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti *long-term* e cariche petrolifere e petrolchimiche).

### ***Costo del lavoro***

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

### ***Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni***

La voce, ammontante complessivamente a 10.816 mln, si è incrementata di 222 mln (+2,1 per cento), mentre i soli ammortamenti sono diminuiti del 9,9 per cento, principalmente nel settore *Exploration & Production*, per effetto essenzialmente della riduzione degli investimenti e delle produzioni nonchè dei minori valori di libro delle proprietà *Oil & Gas*, conseguenti alle svalutazioni registrate nel bilancio 2020 (1.888 mln).

### **UTILE OPERATIVO**

Il saldo operativo nel 2020, risultato negativo per 3.275 mln, registra un peggioramento di 9.707 mln rispetto al 2019.

Nella tabella che segue il saldo operativo viene distinto per settori di attività ed evidenzia come il decremento più rilevante sia riconducibile al settore E&P.

**Tabella 53 - Utile operativo**

	2020	2019	Var. ass.
<i>Exploration &amp; Production</i>	(610)	7.417	(8.027)
<i>Global Gas &amp; LNG Portfolio</i>	(332)	431	(763)
<i>Refining &amp; Marketing</i> e Chimica	(2.463)	(682)	(1.781)
<i>EGL, Power &amp; Renewables</i>	660	74	586
Corporate e altre attività	(563)	(688)	125
Effetto eliminazione utili interni	33	(120)	153
<b>Utile (perdita) operativo</b>	<b>(3.275)</b>	<b>6.432</b>	<b>(9.707)</b>

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

La tabella seguente evidenzia l'utile operativo *adjusted* (che, come è noto, si calcola escludendo l'utile di magazzino e le voci straordinarie, rappresentate da oneri netti), pari a 1.898 mln, con una diminuzione del 77,92 per cento rispetto alla corrispondente voce del 2019 (8.597 mln). Tale risultato è dovuto all'effetto scenario per -6,8 mld e agli impatti del COVID-19 di -1 mld, attenuati da una migliore *performance* per +1,1 mld, 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 in crescita del *business retail gas* e *power*.

**Tabella 54 - Utile operativo *adjusted***

(milioni di euro)

	2020	2019	Var. ass.	Var. %
<b>Utile (perdita) operativo</b>	<b>(3.275)</b>	<b>6.432</b>	<b>(9.707)</b>	<b>(150,92)</b>
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	1.318	(223)	1.541	691,03
Esclusione special item	3.855	2.388	1.467	61,43
<b>Utile (perdita) operativo <i>adjusted</i></b>	<b>1.898</b>	<b>8.597</b>	<b>(6.699)</b>	<b>(77,92)</b>
<b>Dettaglio per settore di attività:</b>				
<i>Exploration &amp; Production</i>	1.547	8.640	(7.093)	(82,09)
<i>Global Gas &amp; LNG Portfolio</i>	326	193	133	68,91
<i>Refining &amp; Marketing</i>	235	289	(54)	(18,69)
Chimica	(229)	(268)	39	14,55
<i>EGL, Power &amp; Renewables</i>	465	370	95	25,68
Corporate e altre attività	(507)	(602)	95	15,78
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	61	(25)	86	344,00
<b>Totale</b>	<b>1.898</b>	<b>8.597</b>	<b>(6.699)</b>	<b>(77,92)</b>

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Nel 2020 il settore *Global Gas & LNG Portfolio* ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di 326 mln, +68,9 per cento 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.

Il *business Refining & Marketing* ha registrato l'utile operativo *adjusted* di 235 mln, con una riduzione del 18,7 per cento 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.

Nel 2020 il *business* della Chimica ha registrato una perdita operativa *adjusted* di 229 mln, con un recupero di 39 mln rispetto alla perdita di 268 mln registrata nel periodo di confronto, nonostante la fase di forte contrazione dei volumi venduti nel secondo/terzo trimestre, a causa

della recessione delle economie europee sulla scia delle misure restrittive adottate durante il picco pandemico e delle incertezze sui tempi di ripresa che hanno indotto gli operatori a posticipare gli acquisti. A questi *trend* si sono aggiunte le minori disponibilità di prodotto, causate dal prolungamento delle fermate manutentive di impianti in relazione all'emergenza sanitaria (in particolare *steam cracking* di Priolo e Brindisi). Tali sviluppi sono stati infine più che compensati nel quarto trimestre dalla ripresa dei margini, in particolare del polietilene.

#### **PROVENTI (ONERI) FINANZIARI**

Gli oneri finanziari netti, pari a 1.045 mln, registrano un peggioramento di 166 mln rispetto al 2019. I principali *driver* sono stati: (i) le differenze cambio negative per 460 mln, compensate dalla variazione positiva del *fair value* dei derivati su cambi (+382 mln), 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 mln) degli oneri finanziari derivanti dall'*accretion discount* (aumento del valore di uno strumento scontato con il passare del tempo e l'approssimarsi della data di scadenza) di passività rilevate al valore attuale a seguito della riduzione dei tassi di attualizzazione.

#### **PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI**

Gli oneri netti su partecipazioni ammontano a 1.658 mln (193 i proventi netti mln nel 2019) e riguardano:

- le quote di competenza delle perdite dell'esercizio delle imprese partecipate, valutate con il metodo del patrimonio netto, per complessivi -1.733 mln, 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 mln ricevuti da partecipazioni minoritarie, misurate al *fair value*, con imputazione nell'utile complessivo e relativi principalmente alla *Nigeria LNG* (113 mln) e alla *Saudi European Petrochemical Co* (28 mln).

## IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito ammontano a 2.650 mln e diminuiscono di 2.941 mln per effetto essenzialmente del decremento dell'utile *ante* imposte (-5.978 mln rispetto al 2019). 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 per cento 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.

## 8.5 Il rendiconto finanziario

Il rendiconto finanziario riclassificato, di seguito riportato, viene elaborato dalla Società allo scopo di permettere 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.

Tale collegamento è operato tramite il "*free cash flow*", che costituisce l'avanzo o il *deficit* di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti.

**Tabella 55 - Rendiconto finanziario consolidato riclassificato**

(milioni di euro)

	2020	2019	Var. ass.
<b>Utile (perdita) netto</b>	<b>(8.628)</b>	<b>155</b>	<b>(8.783)</b>
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>			
- ammortamenti e altri componenti non monetari	12.641	10.480	2.161
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(9)	(170)	161
- dividendi, interessi e imposte	3.251	6.224	(2.973)
Variazione del capitale di esercizio	(18)	366	(384)
Dividendi incassati da partecipate	509	1.346	(837)
Imposte pagate	(2.049)	(5.068)	3.019
Interessi (pagati) incassati	(875)	(941)	66
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>	<b>4.822</b>	<b>12.392</b>	<b>(7.570)</b>
Investimenti tecnici	(4.644)	(8.376)	3.732
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(392)	(3.008)	2.616
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	28	504	(476)
Altre variazioni relative all'attività di investimento e disinvestimento	(735)	(254)	(481)
<b>Free cash flow</b>	<b>(921)</b>	<b>1.258</b>	<b>(2.179)</b>
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	1.156	(279)	1.435
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	3.115	(1.540)	4.655
Rimborso di passività per beni in <i>leasing</i>	(869)	(877)	8
Flusso di cassa del capitale proprio	(1.968)	(3.424)	1.456
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	2.975		2.975
Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità	(69)	1	(70)
<b>VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI</b>	<b>3.419</b>	<b>(4.861)</b>	<b>8.280</b>
<b>Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo <i>adjusted</i></b>	<b>6.726</b>	<b>11.700</b>	<b>(4.974)</b>
<b>Free cash flow</b>	<b>(921)</b>	<b>1.258</b>	<b>(2.179)</b>
<b>Rimborso di passività per beni in <i>leasing</i></b>	<b>(869)</b>	<b>(877)</b>	<b>8</b>
Debiti e crediti finanziari società acquisite	(67)		(67)
Debiti e crediti finanziari società disinvestite		13	(13)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	759	(158)	917
Flusso di cassa del capitale proprio	(1.968)	(3.424)	1.456
<b>VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING</b>	<b>(91)</b>	<b>(3.188)</b>	<b>3.097</b>
Effetti prima applicazione IFRS 16		(5.759)	5.759
Rimborsi <i>lease liability</i>	869	877	(8)
Accensioni del periodo e altre variazioni	(239)	(766)	527
<b>Variazione passività per beni in <i>leasing</i></b>	<b>630</b>	<b>(5.648)</b>	<b>6.278</b>
<b>VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING</b>	<b>539</b>	<b>(8.836)</b>	<b>9.375</b>

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

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

Escludendo l'effetto della *lease liability* - IFRS 16, l'indebitamento finanziario netto si ridetermina in 11.568 mln, in linea con il 2019.

Il flusso di cassa netto da attività operativa dell'esercizio 2020 è stato di 4.822 mln, con una flessione del 61 per cento 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 mln nel 2019 contro 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 mld) e l'avvio di una disputa contrattuale con una *First Party* nella E&P (circa -0,4 mld).

Il flusso di cassa *adjusted* si ridetermina in 6.726 mln, con una riduzione del 43 per cento 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 miliardi all'effetto scenario, compresi gli effetti sui dividendi delle partecipate, per -1,3 mld 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 per cento (31 per cento nel periodo gennaio-dicembre 2019).

## 9. CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

1. Eni S.p.A. ( di seguito anche “Eni” o “la Società”) opera, quale impresa integrata, in tutta la filiera dell’energia, svolgendo attività di esplorazione, produzione e distribuzione di prodotti energetici.

E’ società emittente, con azioni quotate sul Mercato telematico azionario gestito da Borsa italiana SpA e con titoli quotati negli Stati Uniti sul New York *Stock Exchange* (“NYSE”).

Al 31 dicembre 2020 il Gruppo Eni S.p.A. è presente in 68 Paesi con 30.775 dipendenti, di cui 9.605 all’estero. La Società controlla, come Capogruppo, 233 società (47 in Italia e 186 all’estero) e detiene partecipazioni in ulteriori 116 società controllate congiuntamente (*joint venture* e *joint operation*) e altre 26 partecipazioni rilevanti.

La partecipazione azionaria è soggetta al limite statutario del tre per cento del capitale sociale, in attuazione dell’art. 3 del decreto legge 31 maggio 1994, n. 332, convertito, con modificazioni, dalla legge 30 luglio 1994, n. 474 e successive modificazioni e integrazioni. In forza della partecipazione azionaria detenuta sia direttamente (con il 4,37 per cento), sia indirettamente (con il 25,96 per cento), tramite Cassa depositi e prestiti SpA (Cdp SpA), il Ministero dell’economia e delle finanze dispone dei voti sufficienti per esercitare un’influenza dominante nell’Assemblea ordinaria della Società. Eni non è soggetta ad attività di direzione e coordinamento, ai sensi dell’art. 2497 del codice civile, da parte dello stesso Ministero e di Cdp SpA.

Nell’Assemblea del 13 maggio 2020 è stato nominato il nuovo Consiglio di amministrazione, confermato nella composizione di nove amministratori, nonché il Collegio sindacale, assicurando un’equilibrata rappresentanza di genere, in coerenza con la legge n. 160 del 2019 e con lo Statuto.

La società ha aderito, con delibera del 23 dicembre 2020, al Codice della *Corporate governance*, che ha sostituito dal primo gennaio 2021 il Codice di autodisciplina delle società quotate del luglio 2018.

2. Nel 2020, anno in cui il contesto economico mondiale è stato fortemente influenzato dalla diffusione del virus Covid 19 e dalle conseguenti restrizioni su mobilità, produzione e servizi, Eni ha avviato interventi volti a garantire la continuità delle attività, rafforzare la resilienza finanziaria e la solidità patrimoniale dell’Azienda e prevenire e mitigare gli effetti del contagio

in ambito lavorativo. Nell'esercizio, a fronte di una contrazione delle entrate di cassa di circa 6 miliardi, rispetto alle previsioni d'inizio, la Società è riuscita a generare un flusso di cassa *adjusted* di 6,7 miliardi così da autofinanziare il 100 per cento degli investimenti organici rimodulati a 5 miliardi, con un *surplus* di 1,7 miliardi. Sul versante dei costi e degli investimenti, ha proceduto alla revisione dei piani di breve-medio termine operando per il biennio 2020-2021 un contenimento della spesa di 8 miliardi. Grazie anche a queste azioni l'Eni è riuscita a chiudere il bilancio in equilibrio, con l'indice di solidità patrimoniale confermato allo 0,3 e il livello di indebitamento rimasto costante rispetto a fine 2019, per effetto del primo collocamento di due *bond* ibridi dell'ammontare complessivo di 3 miliardi.

Il Piano strategico di medio (Piano operativo 2020-2023) e lungo termine adottati in data 28 febbraio 2020 hanno delineato la strategia di transizione energetica al 2050 attraverso un percorso evolutivo e integrato dei singoli *business* con indicazione degli obiettivi operativi al 2035 e 2050.

Tale strategia è stata aggiornata a febbraio 2021 con il nuovo Piano a lungo termine e il Piano d'azione 2021-2024, per ridurre progressivamente l'impronta carbonica delle attività, con l'impegno di raggiungere la totale decarbonizzazione (Scope 1, 2 e 3) legata all'intero ciclo di vita dei prodotti e processi entro il 2050, attraverso un'operazione di diversificazione ed espansione della presenza nei *business* del *retail* e delle rinnovabili.

Sul fronte organizzativo, in coerenza con la strategia societaria di evoluzione del *business* di lungo termine teso a sviluppare e diversificare il proprio portafoglio, rafforzando nel contempo la struttura finanziaria, Eni ha varato nel mese di giugno 2020, con efficacia dal 1° luglio, una nuova struttura organizzativa imperniata sulla costituzione di due Direzioni Generali (Natural Resources, volta a valorizzare, in ottica sostenibile, il portafoglio *upstream* Oil & Gas, ed Energy Evolution, diretta a curare l'evoluzione dei *business* di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio, *blue* e *green*).

3. Nel 2020 la consistenza media del personale in servizio presso Eni S.p.A. risulta in incremento rispetto al 2019 (+374 risorse medie), principalmente per il rientro in sede di personale espatriato a fronte dell'emergenza sanitaria; il costo del lavoro passa da 1.185 milioni del 2019 a 1.238 milioni del 2020.

La forza lavoro del Gruppo è diminuita di 546 unità, passando da 31.321 risorse del 2019 (di cui 10.243 all'estero), a 30.775 di fine 2020 ( di cui 9.605 all'estero); il costo del lavoro del

Gruppo passa da 2.996 mln del 2019 a 2.863 mln del 2020.

4. In ordine ai principali risultati economico-finanziari, Eni SpA chiude l'esercizio 2020 con un utile netto di 1.607 mln rispetto ai 2.978 mln del 2019, con una diminuzione di 1.371 mln, per effetto, essenzialmente, del risultato operativo, negativo per 3.985 mln, rispetto al risultato, sempre negativo, di 2.030 mln del 2019. Tali effetti sono stati in parte compensati dai maggiori proventi netti su partecipazioni connessi essenzialmente alla maggiore distribuzione di dividendi da parte delle partecipate.

Il patrimonio netto di Eni si è attestato a 44.707 mln, in aumento del 7,38 per cento rispetto al 2019 (esercizio in cui era pari a 41.636 mln). La variazione è riconducibile essenzialmente, oltre che all'utile d'esercizio, all'emissione obbligazionaria subordinata perpetua di 3.000 mln.

5. Il Gruppo ha chiuso l'esercizio 2020 con una perdita netta di competenza di 8.628 mln, di cui 8.635 mln di competenza Eni, in netta flessione rispetto all'utile di 155 mln del 2019, di cui 148 mln di competenza Eni. Tale risultato è da imputarsi soprattutto alla notevole riduzione dei ricavi per effetto prezzo e per i minori volumi di produzione conseguenti al taglio degli investimenti alle quote produttive OPEC+ e agli effetti del COVID-19 sulla domanda, nonché alla rilevazione di oneri di carattere straordinario (3,2 mld relativi a svalutazioni di attività *Oil & Gas* e raffinerie, 1,3 mld relativi alla valutazione delle scorte che sono state allineate al valore netto di realizzo a fine periodo, 1,7 mld di oneri straordinari rilevati dalle partecipate e circa 1,3 mld per la svalutazione delle attività per imposte anticipate iscritte all'attivo di bilancio).

La gestione operativa del Gruppo registra una perdita di 3,3 mld, nonostante una consistente riduzione dei costi ed altre iniziative del *management* per contrastare gli effetti della pandemia.

Il patrimonio netto del Gruppo è diminuito di 10.424 mln, per effetto principalmente del decremento dell'utile dell'esercizio (- 8.783 mln), passando da 47.839 mln al 31 dicembre 2019 a 37.415 al 31 dicembre 2020.

L'indebitamento finanziario netto a fine 2020 è pari a 16.586 mln, in riduzione di 539 mln rispetto al 2019.

Il flusso di cassa netto da attività operativa è di 4.822 mln, con una flessione del 61 per cento rispetto al precedente esercizio (12.392 mln).

Va comunque osservato che i risultati consolidati del Gruppo del primo semestre 2021 evidenziano un risultato netto *adjusted* positivo per 1.199 mln per effetto della migliore *performance* operativa e della normalizzazione del *tax rate* (58 per cento nel semestre) dovuta al

miglioramento dello scenario *upstream* e alle migliori previsioni reddituali delle attività green in Italia.

Il 29 ottobre 2021 Eni ha comunicato i risultati consolidati del terzo trimestre e dei primi nove mesi del 2021 confermando il *trend* di crescita delle *performance* economico finanziarie.





CORTE DEI CONTI - SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

