

**Doc XV, n. 79****CORTE DEI CONTI****SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI****IL PRESIDENTE**

Onorevole Presidente,

in adempimento al disposto dell'art. 7 della legge 21 marzo 1958, n. 259, rassegnò alla S.V. la determinazione e la relazione con cui la Corte dei conti riferisce il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria di ENI S.p.A. per l'esercizio 2021.

Alla determinazione sono allegati i documenti rimessi dall'Ente ai sensi dell'art. 4, primo comma, della legge stessa.

L'occasione è gradita per inviare distinti saluti.

Manuela Arrigucci



MANUELA  
ARRIGUCCI  
CORTE DEI  
CONTI  
27.04.2023  
17:04:08  
GMT+01:00

-----  
Illustre On.

Dott. Lorenzo FONTANA

Presidente della Camera dei Deputati

R O M A



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.

2021

Determinazione del 18 aprile 2023, n. 47



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.

2021

Relatore: Presidente di sezione Manuela Arrigucci

Ha collaborato

per l'istruttoria e l'elaborazione dei dati:

il dr. Roberto Andreotti



## CORTE DEI CONTI

### SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

nell'adunanza del 18 aprile 2023;

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 2021, nonché le annesse relazioni del Presidente 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 2021;

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 di amministrazione e di controllo - e la relazione come innanzi deliberata, che alla presente si unisce, quale parte integrante;



# CORTE DEI CONTI

---

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 2021 di ENI S.p.A. - corredato delle relazioni degli organi di amministrazione e di controllo - 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*

Depositata in segreteria

DIRIGENTE  
*Fabio Marani*

# SOMMARIO

PREMESSA .....	1
1. PROFILI ORDINAMENTALI .....	2
1.1 Oggetto sociale e assetto societario .....	2
1.2 Elementi di sintesi dell'esercizio 2021 ed emergenza pandemica .....	5
1.3 Contributo straordinario a carico delle imprese del settore energetico .....	6
1.4 Sistema normativo interno.....	7
2. IL GOVERNO SOCIETARIO, GLI ORGANI E IL SISTEMA DEI CONTROLLI.....	9
2.1 La <i>Corporate Governance</i> .....	9
2.2 L'Assemblea degli azionisti.....	10
2.3 Il Consiglio di amministrazione.....	13
2.3.1 Il Presidente .....	14
2.3.2 L'Amministratore delegato .....	15
2.3.3 I Comitati .....	16
2.4 Il Collegio sindacale.....	17
2.5 La remunerazione degli organi e della dirigenza .....	18
2.6 Il sistema di controllo interno e gestione dei rischi.....	20
2.7 Il sistema normativo anticorruzione .....	24
3. LE RISORSE UMANE .....	26
3.1 Personale e costo del lavoro in Eni S.p.A. ....	26
3.2 Personale e costo del lavoro del Gruppo.....	26
3.2.1 Valutazione delle <i>performance</i> .....	31
3.2.2 Formazione.....	31
3.2.3 Contenzioso del lavoro.....	33
3.2.4 La sicurezza .....	33
3.2.5 Costo del lavoro .....	34
4. STRUTTURA ORGANIZZATIVA, PROFILI GESTIONALI E OPERATIVI, PARTECIPAZIONI.....	36
4.1 La nuova struttura organizzativa .....	36
4.2 Principali risultati per settori operativi.....	38
4.2.1 Settore <i>Exploration &amp; Production</i> (E&P).....	38
4.2.2 Settore <i>Global Gas &amp; LNG Portfolio</i> .....	39

4.2.3 Settore <i>Refining &amp; Marketing</i> (R&M) e Chimica.....	39
4.2.4 Settore <i>Plenitude &amp; Power</i> .....	40
4.3 Attività di approvvigionamento .....	41
4.3.1 Attività negoziale posta in essere nel 2021.....	42
4.3.2 Tipologia degli atti negoziali.....	43
4.3.3 Numero e valore dei contratti superiori ai 500.000 euro.....	44
4.3.4 Procedure di affidamento .....	45
5. PIANO STRATEGICO 2022-2025 e DI LUNGO TERMINE (ROAD MAP 2050) .....	50
5.1 Dettagli per linea di <i>business</i> del Piano 2022-2025 e Piano di lungo termine al 2050.	51
5.2 Operazioni più rilevanti di Eni S.p.A.....	56
5.3 Principali attività e risultati in materia di transizione energetica.....	59
5.3.1 Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza.....	61
6. CONTENZIOSO .....	62
6.1 Procedimenti civili o amministrativi in materia di salute, sicurezza e ambiente. ....	71
6.2 Procedimenti in materia di responsabilità penale amministrativa di impresa.....	76
6.3 Altri procedimenti penali.....	76
6.4 Contenziosi fiscali .....	78
7. I RISULTATI DELLA GESTIONE DI ENI S.P.A. ....	80
7.1 Contenuto e forma del bilancio di esercizio di Eni S.p.A.....	80
7.2 Lo stato patrimoniale.....	81
7.2.1 L'attivo dello stato patrimoniale .....	81
7.2.2 Il passivo dello stato patrimoniale .....	87
7.3 Il conto economico .....	99
7.4 Il rendiconto finanziario.....	107
8. BILANCIO CONSOLIDATO DEL GRUPPO ENI .....	110
8.1 Sintesi dei risultati del Gruppo nell'esercizio 2021 .....	110
8.2 Contenuto e forma del bilancio consolidato nel 2021 .....	111
8.3 Lo stato patrimoniale.....	112
8.3.1 L'attivo dello stato patrimoniale .....	112
8.3.2 Il passivo dello stato patrimoniale .....	118
8.4 Il conto economico .....	130
8.5 Il rendiconto finanziario.....	137
9. I PRINCIPALI RISULTATI DEL 2022.....	140
10. CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE.....	142

## INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 - Composizione azionariato.....	3
Tabella 2 - Presenza di genere negli organi di amministrazione e controllo .....	11
Tabella 3 - Compensi spettanti agli organi.....	20
Tabella 4 - La gestione delle segnalazioni* .....	23
Tabella 5 - Personale Eni S.p.A. ....	26
Tabella 6 - Costo del lavoro in Eni S.p.A.....	26
Tabella 7 - Personale del Gruppo (società consolidate integralmente).....	28
Tabella 8 - Composizione del personale del Gruppo Eni distinto per qualifica.....	29
Tabella 9 - Occupazione con riferimento alle pari opportunità .....	29
Tabella 10 - Occupati per area geografica .....	30
Tabella 11 - Costo del lavoro Gruppo Eni .....	31
Tabella 12 - Formazione .....	32
Tabella 13 - Formazione anticorruzione .....	32
Tabella 14 - Contenzioso in materia di lavoro .....	33
Tabella 15 - Infortuni sul lavoro .....	34
Tabella 16 - Costo del lavoro Gruppo Eni .....	34
Tabella 17 - Imprese controllate, controllate congiunte e collegate al 31 dicembre 2021 .....	47
Tabella 18 - Progetti finanziati al 31.12.2022 .....	61
Tabella 19 - Stato patrimoniale - Eni S.p.A. - attivo.....	81
Tabella 20 - Crediti commerciali e altri crediti .....	82
Tabella 21 - Partecipazioni .....	85
Tabella 22 - Variazioni partecipazioni .....	86
Tabella 23 - Stato patrimoniale - Eni S.p.A. - passivo .....	88
Tabella 24 - Debiti commerciali e altri debiti .....	89
Tabella 25 - Altre passività correnti .....	89
Tabella 26 - Passività finanziarie a breve, a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine .....	90
Tabella 27 - Prestiti obbligazionari al 31.12.2021 .....	91
Tabella 28 - Indebitamento finanziario netto .....	93

Tabella 29 - Altre passività non correnti.....	94
Tabella 30 - Patrimonio netto .....	95
Tabella 31 - Variazione del patrimonio netto .....	97
Tabella 32 - Strumenti finanziari derivati e <i>hedge accounting</i> .....	98
Tabella 33 - Conto economico – Eni S.p.A.....	99
Tabella 34 - Ricavi della gestione caratteristica .....	100
Tabella 35 - Proventi e oneri finanziari.....	102
Tabella 36 - Proventi netti su partecipazioni .....	103
Tabella 37 - Dettaglio proventi su partecipazioni .....	104
Tabella 38 - Dettaglio svalutazioni e altri oneri.....	105
Tabella 39 - Imposte sul reddito .....	106
Tabella 40 - Rendiconto finanziario – Eni S.p.A.....	108
Tabella 41 - Stato patrimoniale consolidato – attivo.....	113
Tabella 42 - Immobili, impianti e macchinari .....	115
Tabella 43 - Partecipazioni (metodo del patrimonio netto) .....	117
Tabella 44 - Stato patrimoniale consolidato - passivo .....	119
Tabella 45 - Passività finanziarie a breve termine.....	120
Tabella 46 - Debiti commerciali ed altri debiti.....	120
Tabella 47 - Passività finanziarie non correnti.....	121
Tabella 48 - Fondi per rischi e oneri .....	123
Tabella 49 - Patrimonio netto consolidato di Eni .....	125
Tabella 50 - Indebitamento finanziario netto e <i>leverage</i> .....	127
Tabella 51 - Strumenti finanziari derivati e <i>hedge accounting</i> .....	129
Tabella 52 - Conto economico consolidato .....	131
Tabella 53 - Ricavi della gestione caratteristica .....	133
Tabella 54 - Utile operativo .....	134
Tabella 55 - Utile operativo <i>adjusted</i> .....	135
Tabella 56 - Rendiconto finanziario consolidato riclassificato .....	138
Tabella 57 - Principali dati economici consolidati del 2022 .....	140

## INDICE DEI GRAFICI

Grafico 1 .....	44
Grafico 2 .....	45

## **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 2021 e sulle questioni più significative emerse successivamente.

La precedente relazione, riguardante l'esercizio 2020, è stata approvata con determinazione n. 138 del 21 dicembre 2021, pubblicata in Atti Parlamentari, XVIII Legislatura, Doc. XV, n. 513.

# 1. PROFILI ORDINAMENTALI

## 1.1 Oggetto sociale e assetto societario

Eni S.p.A. ( di seguito anche “Eni” o “la Società”) opera, quale azienda globale dell’energia, in tutta la catena del valore, svolgendo attività di esplorazione, estrazione e produzione, nonché distribuzione e commercializzazione di prodotti energetici, fino allo sviluppo di processi di economia circolare.

È società emittente, con azioni quotate sul Mercato telematico azionario gestito da Borsa italiana S.p.A. e con titoli quotati negli Stati Uniti sul *New York Stock Exchange* (“NYSE”), tenuta quindi all’osservanza delle relative disposizioni, tra cui quelle recate dal decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 (Testo unico della finanza - TUF) per il profilo italiano e dalla legge *Sarbanes-Oxley Act* del 2002 (SOA) per il profilo statunitense, con notevoli implicazioni sul piano organizzativo.

Al 31 dicembre 2021 il Gruppo Eni S.p.A. è presente in 69 Paesi con 31.888<sup>1</sup> (32.689 del Gruppo) dipendenti, di cui 11.256 (11.654 del Gruppo) all’estero. A tale data la Società controlla, come Capogruppo, 329 società (83 in Italia e 246 all’estero) e detiene partecipazioni in ulteriori 127 società controllate congiuntamente (*joint venture* e *joint operation*) di cui 32 in Italia e 95 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 2021, 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 2021, 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	40.688.515	1,13
Altri	2.471.174.718	68,54
<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 23 dicembre 2005, n. 266 (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 2021 (data stacco 20 settembre 2021 - record date 21 settembre 2021 - data pagamento 22 settembre 2021) la ripartizione dell'azionariato per area geografica è la seguente: n. 307.828 in Italia (per il 55,29 per cento del capitale Eni); n. 535 in U.K. ed Irlanda (per il 6,09 per cento del capitale Eni); n. 4.053 in altri Stati U.E. (per il 14,10 per cento del capitale sociale); n. 1.071 in Usa e Canada (per l'11,89 per cento del capitale sociale Eni); n. 1.192 nel resto del mondo (per il 11,49 per cento del capitale sociale). A questi si aggiunge una quota pari allo 0,015 per cento del capitale sociale per la quale non sono state effettuate segnalazioni nominative, oltre all'1,13 per cento di azioni proprie.

Con riguardo alle società che operano nei settori dell'energia, il decreto-legge 15 marzo 2012, n. 21, convertito dalla legge 11 maggio 2012, n. 56, che ha adeguato ai principi del diritto dell'Unione europea la normativa italiana in materia di poteri speciali riservati allo Stato, riguardanti gli assetti societari nei settori della difesa e della sicurezza nazionale, delle telecomunicazioni con tecnologia 5G, nonché le attività di rilevanza strategica nei settori dell'energia, dei trasporti e delle telecomunicazioni, prevede un obbligo di notifica alla Presidenza del Consiglio dei ministri di un'informativa completa sulle operazioni che riguardano attivi strategici o le società che li detengono (ai sensi dei d.p.c.m. n. 179 e 180 del 2020), ai fini dell'esercizio di un potere di veto o di imposizione di specifiche prescrizioni.

In data 26 maggio 2022 il Consiglio di amministrazione, in esecuzione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli azionisti dell'11 maggio 2022, ha approvato le modalità attuative per l'esecuzione del programma di acquisto di azioni proprie per un esborso minimo di 1,1 miliardi di euro, incrementabile fino a un massimo di 2,5 miliardi di euro in funzione dello scenario del prezzo del Brent, e per un numero di azioni non superiore a 357 milioni (pari al 10 per cento delle azioni ordinarie post annullamento) ("Programma di *buyback*").

Gli acquisti, avviati nella prima metà del mese di giugno 2022, sono terminati nel mese di aprile 2023.

Eni ha approvato le modalità attuative per l'esecuzione del programma di *buyback* nel Cda del 26 maggio 2022, in cui ha, tra l'altro, stabilito che, a seguito della delibera di annullamento delle azioni proprie adottata dall'Assemblea degli azionisti dell'11 maggio 2022, detiene n. 31.731.302 azioni proprie, pari a circa lo 0,89 per cento del capitale sociale, acquistate sulla base dei precedenti programmi di *buyback*. Le società controllate da Eni non detengono azioni della Società.

Il dividendo relativo all'esercizio 2021, composto da acconto e saldo per un ammontare complessivo di 0,86 euro per azione, è stato corrisposto come segue:

- 20 settembre 2021: pagamento dell'acconto del dividendo 2021 pari a 0,43 euro per azione, con data di stacco il 20 settembre 2021 e data pagamento il 22 settembre 2021;
- 23 maggio 2022: pagamento del saldo del dividendo 2021, pari a 0,43 euro per azione, con data di stacco il 23 maggio 2022 e data pagamento il 25 maggio 2022.

## 1.2 Elementi di sintesi dell'esercizio 2021 ed emergenza pandemica

Nello scenario globale determinato dagli effetti della crisi pandemica, Eni ha rinnovato il proprio impegno al raggiungimento dell'Agenda 2030 ed è intervenuta su diversi fronti per gestire le conseguenze del Covid-19, impegnandosi nella tutela della salute dei propri dipendenti e dei contrattisti, anche grazie alle esperienze maturate in passato nella gestione di epidemie come quella Sars-Cov-1 e di Ebola e agli strumenti normativi, organizzativi e operativi di cui si era dotata già dal 2011 per la gestione di eventi epidemici e pandemici, in attuazione del proprio modello di gestione del rischio Salute, Sicurezza, Ambiente, *Security* ed Incolumità Pubblica. In continuità con gli interventi posti in essere nel 2020, ha operato soprattutto nei seguenti ambiti: (i) comunicazione, informazione e formazione; (ii) igiene e prevenzione; (iii) gestione e utilizzo DPI (Dispositivi di protezione individuale); (iv) sanificazione degli ambienti di lavoro; (v) riorganizzazione delle modalità di lavoro e lavoro agile; (vi) accesso ai luoghi di lavoro e alle aree di aggregazione; (vii) gestione dei casi sospetti e casi confermati; (viii) sorveglianza sanitaria e tutela dei lavoratori fragili; (ix) mantenimento dei servizi essenziali e *business continuity plan*.

Nel 2021 le attività sono proseguite con un importante ricorso allo *smart working*, modulando le presenze negli uffici in virtù dell'andamento della curva epidemiologica (con un *range* compreso tra il 20 e il 40 per cento di presenze). Anche a livello internazionale la Società ha effettuato un monitoraggio costante, con i necessari approfondimenti - operati in Comitati Covid *ad hoc* e nell'ambito del Comitato Ristretto CAE (Comitato Aziendale Europeo) - della situazione pandemica nei vari Paesi di presenza.

Nel corso del 2021, l'attività economica globale ha progressivamente recuperato slancio grazie all'attenuazione degli effetti della pandemia. Le politiche monetarie espansive adottate dalle banche centrali e le imponenti misure di stimolo fiscale varate dagli Stati hanno sostenuto i consumi e gli investimenti. In tale ambito, la domanda d'idrocarburi e i prezzi delle materie prime hanno registrato un recupero significativo. La domanda energetica globale ha avuto un'importante accelerazione nell'ultimo trimestre dell'anno, trainata dal consolidamento della ripresa economica, determinando il rimbalzo del prezzo del petrolio, aumentato del 70 per cento sul 2020, portandosi a circa 71 \$/barile in media annua, mentre i prezzi del gas hanno registrato aumenti esponenziali. Questi andamenti sono alla base di un forte recupero di redditività nei settori dell'esplorazione e produzione (Exploration & Production - E&P) e

dell'approvvigionamento e vendita di gas naturale via gasdotto, trasporto internazionale e acquisto e commercializzazione di gas naturale liquefatto (Global Gas & LNG Portfolio – GGP) e delle solide *performance* della chimica, trainata dalla ripresa della domanda di *commodity*, e dei *business* di Plenitude<sup>5</sup>. Gli effetti della pandemia hanno continuato a pesare sul settore di raffinazione e vendita (R&M) a causa della lenta ripresa del traffico aereo internazionale e della conseguente debole domanda di *jet fuel*, penalizzando la raffinazione tradizionale, su cui hanno pesato anche i maggiori costi delle *utility* indicizzate al gas e i maggiori oneri per acquisto di certificati emissivi, molto aumentati a causa della ripresa e dell'aumento del consumo di carbone in sostituzione del gas. Nel complesso, il 2021 si è chiuso con risultati consolidati particolarmente positivi per il Gruppo, con un utile di 5,82 miliardi rispetto alla perdita di 8,64 miliardi nel 2020 e un flusso di cassa operativo di 12,86 miliardi, cresciuto di circa 8 miliardi rispetto al 2020.

### **1.3 Contributo straordinario a carico delle imprese del settore energetico**

Con riferimento al provvedimento di cui all'art. 37 del d.l. 21 marzo 2022, n. 21, che ha istituito un contributo straordinario a carico delle imprese del settore energetico, nonché ai chiarimenti forniti dalla circolare n. 22/E del 23 giugno 2022 della Agenzia delle Entrate, a fine giugno Eni aveva determinato l'ammontare del contributo in circa 550 milioni di euro, versando il 40 per cento di acconto.

A seguito delle ulteriori precisazioni contenute nella circolare n. 25/E dell'11 luglio 2022, e del successivo parere reso il 12 agosto dalla Agenzia delle Entrate in risposta ad istanza di interpello presentata da Eni SpA concernente la rilevanza delle operazioni prive del requisito di territorialità, l'ammontare complessivo del contributo è stato rideterminato in circa 1,4 miliardi di euro.

In data 31 agosto 2022 Eni ha provveduto alla integrazione del versamento dell'acconto secondo quanto previsto dalla predetta circolare n. 25/E, pari a circa 340 milioni di euro.

---

<sup>5</sup> La nuova società Plenitude, presentata il 22 novembre 2021 al *Capital Markets Day*, combina produzione da rinnovabili, vendita di energia e servizi energetici a clienti *retail* e una rete capillare di punti di ricarica per veicoli elettrici. Il 9 giugno 2022 Eni ha annunciato l'intenzione di procedere con l'offerta pubblica iniziale ("IPO") delle azioni di Eni Plenitude S.p.A. Società *Benefit*, per la quotazione delle azioni della Società sul mercato regolamentato Euronext Milan, organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A. Il 23 giugno 2022 Eni ha comunicato di voler posticipare l'IPO delle azioni ordinarie di Plenitude, ritenendo necessaria un'ulteriore fase di monitoraggio.

## 1.4 Sistema normativo interno

Le attività operative di Eni sono regolate in base ad una mappa dei processi funzionali all'attività aziendale e integrati con le esigenze e i principi di controllo indicati nei modelli di *compliance* e *governance*. Il Sistema normativo interno si sviluppa per processi di *business*, trasversali all'assetto organizzativo e societario. Esso è articolato su più tipologie di strumenti normativi operanti su quattro livelli gerarchici:

- 10 *Policy* approvate dal Cda, che definiscono i principi e le regole generali di comportamento inderogabili che devono ispirare tutte le attività svolte da Eni al fine di garantire il conseguimento degli obiettivi aziendali, tenendo conto di rischi e opportunità;
- 50 *Management System Guideline "MSG"*, articolate in:
  - 1 MSG del Sistema normativo, che definisce il processo di gestione del Sistema normativo;
  - 36 MSG di processo, che definiscono, per ciascun processo aziendale, le linee guida finalizzate ad un'adeguata gestione, che individuano ruoli, comportamenti, flussi informativi, principi di controllo; rientrano in detto ambito i processi aziendali sia di *core business* (esplorazione, commerciale, gestione materiali, *operations*, manutenzioni, etc) sia di supporto al *business/staff* (amministrazione, finanza, etc);
  - 13 MSG di *compliance* e di *governance* che 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. Sono trasversali rispetto ai processi e individuano standard di controllo che devono essere recepiti nelle MSG di processo; esse riguardano: abuso delle informazioni di mercato (emittenti); anti-corrruzione; antitrust; codice delle pratiche commerciali e della pubblicità; condotte di mercato e regolamentazione finanziaria; 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; 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;

- varie procedure, che stabiliscono 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 discipline.

## 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.

Alle sedute degli Organi di amministrazione e controllo (Assemblea, Consiglio di amministrazione, Collegio sindacale), assiste un magistrato della Corte dei conti, ai sensi dell'art. 12 della legge 21 marzo 1958, n. 259.

La revisione legale dei conti è affidata, ai sensi di legge, ad una società di revisione, 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 la *Securities and Exchange Commission* (SEC). Nel verbale dell'assemblea degli azionisti dell'11 maggio 2022 è riportata l'informativa sui compensi erogati alla società di revisione, che indica corrispettivi per servizi svolti dalla società di revisione per un importo complessivo pari a ad euro 8.139.989. Il totale dei corrispettivi contabilizzati complessivamente da Eni S.p.A. e dalle imprese controllate per attività svolte da entità del *network* della società di revisione ammonta a 23,369 milioni (21,017 milioni nel 2020).

In considerazione del significativo arco temporale coperto dall'incarico, è previsto che i corrispettivi da corrispondere alla società di revisione possano variare per effetto della modifica del perimetro di intervento dalla società stessa e a seguito di eventi eccezionali e/o del tutto imprevedibili al momento della stipula del contratto, ferme restando le attività di verifica e monitoraggio dell'indipendenza e dell'attività della società di revisione da parte del Collegio sindacale in qualità di Comitato per il Controllo interno e la Revisione contabile.

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 dal 1° gennaio 2021 dal Codice di *corporate governance*, al Codice etico.

Il Codice etico del 2008, a seguito delle modifiche introdotte con delibera del Consiglio di amministrazione del 18 marzo nel 2020, 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. È 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.

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 nonché 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 recate dalla legge 27 dicembre 2019, n. 160 sull’equilibrio di genere nella nomina dei Consiglieri e dei componenti del Collegio sindacale.

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. L'equilibrio di genere è stato assicurato con la nomina di quattro consiglieri di genere femminile 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
Genere femminile nel Consiglio di amministrazione	33%	44%
Genere femminile nel Collegio sindacale	40%	60%

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

L'Assemblea ordinaria e straordinaria, tenutasi l'11 maggio 2022, ha deliberato, per la parte ordinaria:

- l'approvazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2021 di Eni S.p.A. che chiude con l'utile di 7.674.594.670,59 euro;
- l'attribuzione dell'utile di esercizio di 7.674.594.670,59 euro, come segue:
  - agli Azionisti a titolo di dividendo l'importo di 0,43 euro per ciascuna delle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, con pagamento il 25 maggio 2022 (con data di stacco il 23 maggio 2022 e "record date" il 24 maggio 2022);
  - l'utile dell'esercizio residuo è attribuito alla riserva disponibile;
  - il pagamento di 0,43 euro per azione è a saldo del dividendo 2021 dopo la distribuzione del 50 per cento del dividendo previsionale a valere sulle riserve disponibili di Eni S.p.A. deliberata dal Consiglio di amministrazione in data 29 luglio 2021 in forza della delega conferita dall'Assemblea degli azionisti del 12 maggio 2021;
- la revoca, per la parte non ancora eseguita alla data dell'Assemblea, dell'autorizzazione al Consiglio di amministrazione all'acquisto di azioni proprie deliberata dall'Assemblea il 12 maggio 2021;
- 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 fino al 30 aprile 2023, per il perseguimento della finalità indicate nella relazione illustrativa del Consiglio di amministrazione, nei seguenti termini: il numero massimo di azioni da acquistare è pari al 10 per cento delle azioni ordinarie (e al 10 per cento del capitale sociale) in cui è suddiviso il capitale sociale di Eni S.p.A. (senza calcolare le azioni proprie già in portafoglio, pari allo 0,89 per cento del capitale sociale post annullamento), per un esborso complessivo fino a 2,5 miliardi di euro, in funzione dello scenario del prezzo del Brent secondo i criteri stabiliti dal Consiglio di amministrazione;
- di approvare la distribuzione, a titolo e in luogo del pagamento del dividendo relativo all’esercizio 2022, di una somma di euro 0,88 per azione da operarsi, in *tranches* di pari importo, nei mesi di settembre 2022, novembre 2022, marzo 2023 e maggio 2023;
  - di approvare l’utilizzo di riserve disponibili per il pagamento della *tranche* di euro 0,22 prevista per il mese di settembre 2022 e, se necessario, per il pagamento delle *tranches* successive.

L’assemblea per la parte straordinaria ha deliberato:

- di approvare la riduzione – con le modalità e nei termini di cui all’art. 2445 del codice civile, come richiamato dall’art. 13 della legge n. 342 del 2000 – della “Riserva di rivalutazione Legge n. 342/2000” per euro 2.400.000.000,00;
- di approvare, per lo scopo di cui sopra, l’utilizzo del predetto importo di euro 2.400.000.000,00 ovvero, in subordine – qualora i tempi tecnici per il completamento della procedura di cui all’art. 2445 del codice civile non dovessero consentirne l’immediato l’utilizzo in tempo utile per le successive *tranches* o per altri motivi di cui all’art. 2445 del codice civile – l’utilizzo di altre riserve disponibili di Eni S.p.A.;
- di delegare il Consiglio di amministrazione a dare attuazione alle deliberazioni di cui sopra, accertando di volta in volta la sussistenza delle condizioni di legge ai fini della distribuzione della riserva;
- l’annullamento di n. 34.106.871 di azioni proprie senza valore nominale, mantenendo invariato l’ammontare del capitale sociale e procedendo alla riduzione della relativa riserva per l’importo di euro 399.999.988,76 (pari al valore di carico delle azioni annullate) e conseguente modifica dell’articolo 5.1. dello Statuto sociale, conferendo al Consiglio di amministrazione – con facoltà di delega all’Amministratore delegato - e

facoltà di subdelega da parte dello stesso – ogni potere occorrente per dare esecuzione alla delibera.

L'Assemblea ha inoltre deliberato in senso favorevole sulla seconda sezione della Relazione sulla politica di remunerazione e sui compensi corrisposti nel 2022, prevista dall'art. 123-ter, comma 4, del Testo Unico della Finanza ("Compensi e altre informazioni").

## 2.3 Il Consiglio di amministrazione

Eni ha aderito al Codice di *Corporate governance*, elaborato dall'omonimo Comitato, con delibera consiliare del 23 dicembre 2020, con applicazione delle relative Raccomandazioni dal 1° gennaio 2021. A seguito di tale adesione il Consiglio ha approvato alcune azioni di adeguamento e modalità applicative, anche migliorative rispetto al Codice.

Al Consiglio è affidato un ruolo strategico e una posizione centrale nel sistema di *corporate governance* della Società, con ampie competenze, anche in materia di organizzazione della Società e del Gruppo, nonché 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 al 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 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.

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.

Nell'ambito degli Amministratori indipendenti è stato nominato nell'aprile 2021 un *lead independent director*.

Con riferimento alla composizione dei Comitati, i relativi Presidenti sono Amministratori indipendenti ai sensi di legge 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.

Nel corso del 2021 il Consiglio di amministrazione si è riunito 13 volte con la partecipazione di tutti i componenti.

### **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. In base alle raccomandazioni del Codice, riveste un ruolo di raccordo fra amministratore esecutivo e amministratori non esecutivi, cura l'efficace funzionamento dei lavori consiliari nonché l'adeguatezza e tempestività dell'informativa preconsiliare e di quella fornita nel corso del Consiglio affinché sia idonea a consentire agli amministratori di svolgere il loro ruolo in modo informato, cura il

coordinamento dell'attività dei Comitati con quello del Consiglio. A tal fine avvia iniziative di "board induction" finalizzate a fornire ai consiglieri non esecutivi un'adeguata conoscenza dei settori di attività in cui opera la Società, delle dinamiche aziendali e della loro evoluzione anche nell'ottica del successo sostenibile, dei principi di corretta gestione dei rischi e del quadro normativo di riferimento.

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.

Il Consiglio di amministrazione ha attribuito al Presidente le deleghe per l'individuazione e promozione di progetti integrati ed accordi internazionali di rilevanza strategica in condivisione con l'Amministratore delegato.

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 il 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 (Dires), 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 Dires 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>6</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).

### **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.

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

---

<sup>6</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.

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 2021 il Comitato si è riunito 24 volte.

Il Comitato remunerazione, che supporta il Consiglio sulle tematiche di remunerazione, è composto da tre amministratori non esecutivi, indipendenti. Nel 2021 si è riunito 9 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. È composto da tre amministratori non esecutivi, in maggioranza indipendenti. Nel corso del 2021 si è riunito in totale 10 volte.

Il Comitato sostenibilità e scenari svolge funzioni propositive e consultive nei confronti del Consiglio di amministrazione in materia di sviluppo sostenibile, con particolare riguardo alle tematiche di transizione climatica, innovazione tecnologica, sostenibilità energetica, sviluppo e benessere locale, rispetto e tutela dei diritti. Esso è composto da cinque amministratori non esecutivi, in maggioranza indipendenti. Il Regolamento del Comitato è stato approvato dal Consiglio di amministrazione, da ultimo, il 16 dicembre 2021. Nel corso del 2021 il Comitato si è riunito 12 volte.

## **2.4 Il Collegio sindacale**

Il Collegio sindacale svolge le funzioni di vigilanza previste dal Testo unico della 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 2021 il Collegio sindacale ha tenuto, complessivamente, 25 riunioni.

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

La "Relazione sulla remunerazione Eni"<sup>7</sup> è stata approvata dal Consiglio di amministrazione in data 17 marzo 2022, 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

---

<sup>7</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).

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 2021, 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 2021 e le partecipazioni detenute. La sezione seconda riporta, infine, le informazioni relative all'attuazione 2021 del Piano di incentivazione di lungo termine 2020-2022, secondo quanto previsto dalla regolamentazione vigente.

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

- per il 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;
- per gli amministratori, l'Assemblea ha previsto un compenso di 80.000 euro; il Consiglio d'amministrazione ha stabilito un compenso per la partecipazione ai comitati endoconsiliari, il cui importo è diversificato per Comitato e per ruolo svolto (componente o presidente);
- anche per l'Amministratore delegato e Direttore generale, 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. All'Amministratore delegato spetta, inoltre, una retribuzione variabile, determinata secondo i parametri previsti dal piano di incentivazione a breve termine e dal piano di incentivazione a lungo termine. La quota annuale dell'incentivo di breve termine maturato nel 2020 dall'Amministratore delegato

è stata erogata per il 75 per cento a marzo 2021 e la restante quota 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 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 2021 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 2020-2023</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 2021 è stato riconosciuto quale IBT l'importo di 4.208 migliaia di euro così suddiviso: a) la quota annuale del piano IBT 2022 maturata nel 2021 per un importo di 2.106 migliaia di euro, in relazione alla performance Eni conseguita nel 2021; b) la quota differita del piano IBT attribuita nel 2019 per un importo di 2.102 migliaia di euro, maturata in relazione alle performance conseguite nel periodo di riferimento 2019-2021. Inoltre, in base al Piano ILT sono state attribuite nella seduta del Cda del 28 ottobre 2021 n. 230.882 azioni Eni (fair value alla data di attribuzione 2,171 milioni di euro).

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

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 della Società coerente con gli obiettivi aziendali definiti dal Cda, attraverso un processo di individuazione, misurazione, gestione e monitoraggio dei principali rischi e di implementazione dei controlli per il raggiungimento dei predetti obiettivi.

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)<sup>8</sup>. A seguito dell’adozione del nuovo Codice di *Corporate Governance*, tali linee sono state oggetto di adeguamento da parte del Consiglio di amministrazione.

Nella riunione del 17 marzo 2022 il Consiglio di amministrazione ha valutato positivamente:

(i) l’adeguatezza del Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi, rispetto alle caratteristiche dell’impresa e al profilo di rischio assunto, la compatibilità con gli obiettivi aziendali nonché la sua efficacia; (ii) l’adeguatezza dei poteri e mezzi a disposizione del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, nonché il rispetto effettivo delle procedure amministrative e contabili dallo stesso predisposte; (iii) l’adeguatezza dell’assetto organizzativo del Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi rispetto alle caratteristiche dell’impresa e al profilo di rischio assunto nonché la sua efficacia.

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.

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

Un ruolo importante è svolto anche dal Collegio sindacale il quale, come anticipato, 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,

---

<sup>8</sup> È previsto il loro aggiornamento nell’ambito del Progetto Nuovo Sistema Normativo, che è in fase di avvio e che interesserà l’intero corpo normativo interno.

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.

### **L’*Internal audit***

La funzione *Internal audit* svolge un ruolo primario nell’ambito del Scigr in relazione a specifiche necessità e attraverso un piano di *audit* approvato dal Consiglio di amministrazione, che ne definisce anche le linee di indirizzo.

Il Responsabile della funzione *Internal Audit* dipende gerarchicamente dal Consiglio e, per esso, dal Presidente, salvo quanto previsto in materia di nomina, revoca, remunerazione e budget, in cui 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 nuovo Responsabile, nominato il 21 gennaio 2021, si è insediato il 1° aprile dello stesso anno. La tabella che segue indica la gestione delle segnalazioni da parte dell’*Internal audit*.

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

(numero)	2020	2021
<b>Fascicoli di segnalazioni aperti nell'anno suddivisi per processo oggetto della segnalazione:</b>	<b>74</b>	<b>73</b>
- Approvvigionamenti	20	20
- Risorse umane	16	27
- Manutenzione	1	1
- Commerciale	12	6
- Logistica materie prime e prodotti	3	3
- HSE	10	7
- Altro (security, operations, portfolio management e trading, ...)	12	9
<b>Fascicoli di segnalazioni archiviati nell'anno suddivisi per esito dell'istruttoria:</b>	<b>73</b>	<b>74</b>
- Fondati	22	10
- Parzialmente Fondati**	-	13
- Non fondati con adozione di azioni di miglioramento	32	18
- Non fondati/non accertabili***/not applicable	19	33

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

\*\* Dalle verifiche svolte sono emersi elementi che fanno ragionevolmente ritenere fondate una o più asserzioni contenute nella segnalazione (classificazione introdotta dal 1° ottobre 2021).

\*\*\* Segnalazioni che non contengono elementi circostanziati, precisi e/o sufficientemente dettagliati e/o, per le quali sulla base degli strumenti di indagine a disposizione, non è possibile confermare o escludere la fondatezza delle asserzioni contenute nella segnalazione.

Fonte: Eni.

Nel 2021 è stata completata l'istruttoria su 74 fascicoli<sup>9</sup>, di cui 30 includevano tematiche afferenti ai diritti umani, principalmente relative a potenziali impatti sui diritti dei lavoratori e sulla salute e sicurezza occupazionale. Tra queste sono state verificate 40 asserzioni con i seguenti esiti: per 5 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 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 15 fascicoli, in 5 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) ha il compito di vigilare 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

<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.

sindacale, sulle 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 18 novembre 2021, il Consiglio di amministrazione ha approvato una nuova versione del Modello 231 che - adeguando il documento alle modifiche intervenute nell'assetto organizzativo di Eni - razionalizza e valorizza il sistema di controllo interno e i vari *compliance program* che lo compongono in coerenza con le recenti *best practice* in materia.

Dal 2020 la composizione dell'Organismo di vigilanza non è 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.

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*.

## **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) anticorruzione 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 anticorruzione che tutti gli altri strumenti normativi in materia.

Al fine di assicurare l'effettività del *Compliance Program* anticorruzione 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.

La normativa interna primaria è rappresentata dalla MSG Anti-Corruzione il cui ultimo aggiornamento è stato approvato dal Consiglio di amministrazione di Eni SpA il 24 giugno 2021 ed emesso il 19 luglio 2021 e da ulteriori strumenti normativi di dettaglio che costituiscono il quadro di riferimento nell'individuazione delle attività a rischio e degli strumenti di controllo che la Società mette a disposizione del personale per prevenire e contrastare il rischio di corruzione e di riciclaggio.

### 3. LE RISORSE UMANE

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

Nel 2021 la consistenza media del personale in servizio presso Eni S.p.A. risulta in riduzione di 342 risorse rispetto al 2020 principalmente a causa di un efficientamento gestionale.

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

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

	2020	2021
Dirigenti	613	606
Quadri	4.691	4.538
Impiegati	6.050	5.880
Operai	984	972
<b>Totale</b>	<b>12.338</b>	<b>11.996</b>

Fonte: Eni

Come evidenzia la tabella seguente, il costo del lavoro nel 2021 (1.286 mln) è aumentato di 48 mln rispetto al 2020, principalmente per effetto dell'incremento dei costi per esodi agevolati.

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

(milioni di euro)

	2020	2021
-Salari e stipendi	892	890
-Oneri sociali	252	252
-Oneri per benefici ai dipendenti*	106	172
-Costi personale in comando	35	26
-Altri costi**	96	75
<b>Totale</b>	<b>1.381</b>	<b>1.415</b>
A dedurre:		
-Proventi relativi al personale	(111)	(93)
-Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(27)	(31)
-Ricavi recuperi da <i>partner</i> quota costo lavoro	(5)	(5)
<b>Totale</b>	<b>1.238</b>	<b>1.286</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 e piani di incentivazione all'esodo (contratto di espansione).

\*\* La voce include principalmente oneri per programmi a contributi definiti e oneri per esodi agevolati non valutati sulla base di tecniche attuariali.

#### 3.2 Personale e costo del lavoro del Gruppo

A fine 2021, l'occupazione complessiva era di 31.888 risorse di cui 20.632 in Italia (64,7 per cento) e 11.256 all'estero (35,3 per cento). Nel 2021 l'occupazione a livello dell'intero Gruppo

creste di 1.113 persone rispetto al 2020, pari a +3,6 per cento con una riduzione in Italia (-538 dipendenti) e una crescita all'estero (+1.651 dipendenti).

In Italia, la riduzione occupazionale è stata effettuata attraverso un piano straordinario di uscite, unitamente ad un selettivo e puntuale piano di *turnover*. Sempre in Italia, sono state effettuate 596 assunzioni e 1.694 risoluzioni. Limitando l'analisi al solo personale a tempo indeterminato, le assunzioni sono state 460 (76,9 per cento personale laureato) mentre le risoluzioni 1.658, con un saldo gestionale di -1.198 unità.

La crescita dell'occupazione all'estero è collegata ai piani di sviluppo di Eni nell'ambito delle iniziative a supporto della transizione energetica anche attraverso l'acquisizione di nuove società operanti nei settori di energia a fonti rinnovabili, economia circolare e biometano.

All'estero operano complessivamente 1.305 "espatriati" (di cui 992 dall'Italia), in crescita rispetto al 2020 per gli effetti di ripresa delle attività sospese per causa Covid, mentre il personale locale è pari a 9.951 risorse (+19,5 per cento): la crescita è dovuta principalmente alle operazioni straordinarie di acquisizioni e/o fusioni (*Mergers and Acquisitions*).

All'estero, circa 2/3 delle assunzioni sono state effettuate con contratti a tempo indeterminato (507 su 709 assunzioni totali) così articolate sui vari settori di operatività: Exploration and Production (E&P) 192 (di cui 67 a tempo indeterminato) e Global Gas & LNG Portfolio (GGP) 37 (di cui 35 a tempo indeterminato), *Refining and Marketing* e chimica (R&M) 299 (di cui 283 a tempo indeterminato), EGL, POWER e RENEWABLES 121 (di cui 98 a tempo indeterminato). Le risoluzioni estere - riconducibili per quasi il 38 per cento all'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi (*upstream*) - sono state 823 (617 a tempo indeterminato).

L'età media del personale di Eni nel mondo è pari a 45,1 anni, in linea con il 2020 (in Italia 46,4 anni, all'estero 42,8 anni).

**Tabella 7 - Personale del Gruppo (società consolidate integralmente)**

	2020	2021
<b>DIPENDENTI AL 31 DICEMBRE</b>	<b>30.775</b>	<b>31.888</b>
- UOMINI	23.216	23.528
- DONNE	7.559	8.360
- ITALIA	21.170	20.632
- ESTERO	9.605	11.256
<b>DIPENDENTI ALL'ESTERO PER TIPOLOGIA</b>	<b>9.605</b>	<b>11.256</b>
- LOCALI	8.327	9.951
- ESPATRIATI ITALIANI	968	992
- ESPATRIATI INTERNAZIONALI (INCLUSI TCN)	310	313
<b>DIPENDENTI PER TIPOLOGIA DI CONTRATTO</b>	<b>30.775</b>	<b>31.888</b>
- DETERMINATO	610	777
- INDETERMINATO	30.165	31.111
- PART TIME	485	465
- FULL TIME	30.290	31.423
DIPENDENTI DIRIGENTI	965	966
- DI CUI DONNE	157	161
DIPENDENTI QUADRI	9.172	9.113
- DI CUI DONNE	2.544	2.595
DIPENDENTI IMPIEGATI	15.941	15.555
- DI CUI DONNE	4.761	4.682
DIPENDENTI OPERAI	4.697	6.254
- DI CUI DONNE	97	922
DIPENDENTI FASCIA D'ETÀ 18 - 24	470	862
- DI CUI DONNE	50	283
DIPENDENTI FASCIA D'ETÀ 25 - 39	8.689	9.199
- DI CUI DONNE	2.327	2.689
DIPENDENTI FASCIA D'ETÀ 40 - 54	13.739	14.259
- DI CUI DONNE	3.341	3.626
DIPENDENTI FASCIA D'ETÀ OVER 55	7.877	7.568
- DI CUI DONNE	1.841	1.762
<b>DIPENDENTI PER TITOLO DI STUDIO</b>	<b>30.775</b>	<b>31.888</b>
- INFERIORE AL DIPLOMA	2.604	2.741
- DIPLOMA	12.826	13.564
- LAUREA	12.492	12.691
- FORMAZIONE POST-LAUREA	2.853	2.892
ASSUNZIONI A TEMPO INDETERMINATO	607	967
- DI CUI DONNE	210	314
RISOLUZIONI A TEMPO INDETERMINATO	1.323	2.275
- DI CUI DONNE	278	613

Fonte: Eni

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**

	2020	2021
Dirigenti	965	966
Quadri	9.172	9.113
Impiegati	15.941	15.555
Operai	4.697	6.254
<b>Totale</b>	<b>30.775</b>	<b>31.888</b>

Fonte: Eni

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

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

		2020	2021
Dipendenti donne in servizio	%	24,56	26,22
Donne assunte	%	34,60	32,47
Donne in posizione manageriale (dirigenti e quadri)	%	26,64	27,34
Donne dirigenti	%	16,27	16,67
Tasso di sostituzione per genere (assunzioni/risoluzioni)		0,46	0,43
- Uomini	%	0,38	0,39
- Donne	%	0,76	0,51
Dipendenti che hanno usufruito di congedo parentale	numero	766	647
- di cui donne	numero	497	427
Dipendenti in rientro da congedo parentale	numero	733	653
- di cui donne	numero	495	431
Pay gap senior manager (donne vs uomini)	%	97	98
Pay gap middle manager e senior staff (donne vs uomini)	%	97	98
Pay gap impiegati (donne vs uomini)	%	100	101
Pay gap operai (donne vs uomini)	%	96	96
Pay gap totale (donne vs uomini)	%	98	99

Fonte: Eni

A fine 2021 lavorano in Eni 8.360 donne (pari al 26,22 per cento dell'occupazione complessiva Eni) di cui 5.207 in Italia (25,2 per cento del totale servizio Italia) e 3.153 all'estero (28 per cento del totale servizio estero). In Italia, delle 460 assunzioni a tempo indeterminato effettuate nel corso del 2021, il 32,40 per cento, pari a 149 unità, ha riguardato personale femminile. Il tasso di sostituzione delle donne (rapporto tra assunzioni/risoluzioni a tempo indeterminato) è pari al 0,51 (vs. turnover uomini 0,39) in leggera flessione vs il 2020 a causa principalmente delle manovre straordinarie di accelerazione del turnover.

Nel 2021, è aumentata la percentuale delle donne in posizioni di responsabilità raggiungendo un valore pari al 27,3 per cento rispetto al 26,6 per cento registrato nel 2020, su un totale di donne pari al 26,22 per cento dell'occupazione complessiva.

I risultati dell'analisi 2021 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 99 per cento per la retribuzione fissa e 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" e che evidenzia per la popolazione Italia e globale un sostanziale allineamento tra le retribuzioni della popolazione femminile e quella maschile.

Anche nel 2021 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°	2020	2021
Dipendenti in Africa	3.143	3.189
- di cui donne	699	699
Dipendenti in America	925	1.731
- di cui donne	174	637
Dipendenti in Asia	2.432	2.786
- di cui donne	353	560
Dipendenti in Australia e Oceania	87	88
- di cui donne	25	25
Dipendenti in Italia	<b>21.170</b>	<b>20.632</b>
- di cui donne	5.339	5.207
Dipendenti nel Resto d'Europa	3.018	3.462
- di cui donne	969	1.232
Dipendenti all'estero locali per categoria professionale	8.327	9.951
- di cui dirigenti	46	63
- di cui quadri	1.791	1.967
- di cui impiegati	4.518	4.617
- di cui operai	1.972	3.304
Dipendenti in Paesi non OECD	6.044	6.721

Fonte: Eni

La distribuzione del personale locale estero all'interno delle diverse qualifiche rimane pressoché invariata (2021 vs 2020) con un incremento, in termini percentuali, di operai, che si attestano al 33 per cento, a fronte di una lieve riduzione di quadri e impiegati, che si attestano rispettivamente al 20 e al 46 per cento.

L'incidenza percentuale del personale locale sul totale delle risorse all'estero è cresciuta rispetto al 2020, passando dall'86,7 per cento al 88,4 per cento, principalmente per effetto dell'acquisizione di nuove società.

Il costo del lavoro del Gruppo, come mostra la tabella che segue, nel 2021 è in lieve aumento rispetto al 2020 (+25 mln, pari allo 0,9 per cento), principalmente a seguito di maggiori oneri per incentivazione all'esodo.

**Tabella 11 - Costo del lavoro Gruppo Eni**

	<i>(milioni di euro)</i>	
	<b>2020</b>	<b>2021</b>
Salari e stipendi	2.193	2.182
Oneri sociali	458	455
Oneri per benefici ai dipendenti*	102	165
Altri costi**	239	204
<b>Totale</b>	<b>2.992</b>	<b>3.006</b>
A dedurre:		
-incrementi per lavori interni - attività materiali	(118)	(111)
-incrementi per lavori interni - attività immateriali	(11)	(7)
<b>Totale</b>	<b>2.863</b>	<b>2.888</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 e piani di incentivazione all'esodo (contratto di espansione, isopensione).

\*\* La voce include principalmente oneri per programmi a contributi definiti e oneri per esodi agevolati non valutati sulla base di tecniche attuariali.

### 3.2.1 Valutazione delle performance

Rispetto al 2020 si conferma una copertura completa dei dirigenti, in leggera flessione quella dei quadri, seppur mantenendosi a livelli elevati (94 per cento vs 97 per cento del 2020) e si registra una flessione più pronunciata di copertura sulla popolazione dei giovani laureati (0-7 anni anzianità).

### 3.2.2 Formazione

Il 2021, in continuità con il 2020, ha visto ancora una forte predominanza della formazione a distanza (67 per cento) rispetto a quella in aula e ciò in considerazione dei vincoli ancora

imposti dall'emergenza pandemica. Le ore di formazione complessive si sono attestate allo stesso valore del 2020 (-0,3 per cento), ma con una diversa composizione per tipologia, con una ripresa importante in ambito HSEQ anche operativa e in ambito comportamentale. Anche la spesa complessiva è risultata in crescita risentendo dell'aumento dei percorsi formativi richiesti e progettati.

**Tabella 12 - Formazione**

		2020	2021
Ore di formazione per tipologia	(ore)	1.040.119	1.037.325
- HSE e qualità		274.506	377.871
- Lingua ed informatica		91.447	81.205
- Comportamento/Comunicazione/Istituzionali		180.035	257.263
- Professionale - trasversale		133.426	149.802
- Professionale tecnico-commerciale		360.704	171.184
Spese in formazione	(ml)	22,4	27,4
Partecipazioni	n.	242.570	213.877

Fonte: Eni

Nel 2021 è proseguita la formazione e-learning sui temi anticorruzione secondo la metodologia *risk-based* iniziata nel 2019 rivolta a tutta la popolazione aziendale. Nell'ambito della formazione anticorruzione per le proprie terze parti, Eni ha avviato un programma di formazione *online* per i dipendenti di GreenStream BV (società detenuta al 50 per cento da Eni North Africa BV e al 50 per cento dalla National Oil Corporation Libica) e per gli ambiti di attività delle associate di Eni G&P France SA.

**Tabella 13 - Formazione anticorruzione**

(n. ore)	2020	2021
<i>E-learning</i> per risorse in contesto a medio/alto rischio corruzione	3.388	7.800
<i>E-learning</i> per risorse in contesto a basso rischio corruzione	3.769	3.088
<i>Workshop</i> generale	904	1.284
<i>Job specific training</i>	568	702

Fonte: Eni

Nel 2021 è proseguita la formazione obbligatoria per dirigenti e quadri (Italia ed estero) sui diritti umani, nei 4 moduli specifici: *Security and Human Rights*, *Human Rights and relations with Communities*, *Human Rights in the Workplace* e *Human Rights in the Supply Chain*. Inoltre, è continuata l'erogazione rivolta a tutta la popolazione Eni dei percorsi di sostenibilità e diritti umani. La percentuale complessiva di fruizione si è attestata al 94,2 per cento degli iscritti.

### 3.2.3 Contenzioso del lavoro

Sul numero delle vertenze pendenti a fine anno anche nel 2021 ha influito sul 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, oltre la metà delle 1.052 vertenze in corso riguarda ancora 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 14 - Contenzioso in materia di lavoro**

		2020	2021
Contenziosi dipendenti	(numero)	1.132	1.250
Rapporto prevenzione/controversie	(numero)	632/1.132	318/1.250
Rapporto dipendenti/controversie	%	3,68	3,92

Fonte: Eni

### 3.2.4 La sicurezza

Nel 2021 l'indice di frequenza degli infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro è migliorato rispetto al 2020 (-4 per cento), grazie alla *performance* registrata dai contrattisti (-10 per cento), mentre l'indice dei dipendenti è aumentato a causa dell'incremento del numero di infortuni (33 rispetto a 30 nel 2020). Il valore dell'indice di infortuni sul lavoro con conseguenze gravi è nullo, in quanto non si sono verificati eventi in questa tipologia di infortuni (ovvero nessun infortunio con più di 180 giorni di assenza o con conseguenze quali l'inabilità permanente totale o parziale). Inoltre, non si sono registrati infortuni mortali. In Italia, il numero degli eventi infortunistici è aumentato (35 eventi rispetto ai 27 del 2020, di cui 21 dipendenti e 14 contrattisti) e l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) è peggiorato (+26 per cento); all'estero il numero di infortuni è diminuito (53 eventi rispetto a 64 del 2020, di cui 12 dipendenti e 41 contrattisti) e l'indice di frequenza infortuni totali registrabili è migliorato del 17 per cento.

**Tabella 15 - Infortuni sul lavoro**

		2020	2021
Indice di frequenza infortuni	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,21	0,23
- dipendenti		0,26	0,37
- contrattisti		0,18	0,17
Indice di gravità infortuni	(giorni di assenza/ore lavorate) x 1.000	0,008	0,011
- dipendenti		0,008	0,012
- contrattisti		0,008	0,011
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,36	0,34
- dipendenti		0,37	0,40
- contrattisti		0,35	0,32
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	0,39	0,00
- dipendenti		0,00	0,00
- contrattisti		0,58	0,00
Near miss	(numero)	841	780
Ore di formazione sulla sicurezza	(ore)	234.072	282.438
- di cui ai dirigenti		3.399	3.515
- di cui ai quadri		46.540	50.672
- di cui agli impiegati		127.126	136.164
- di cui agli operai		57.007	92.087
Investimenti e spese sicurezza	(migliaia di euro)	297.800	331.100
- di cui spese correnti		175.200	197.100
- di cui investimenti		122.600	134.000

Fonte: Eni

### 3.2.5 Costo del lavoro

Il costo del lavoro del Gruppo nel 2021, come mostra la tabella che segue, è sostanzialmente in linea rispetto al 2020 (+25 milioni, pari allo 0,9 per cento) principalmente a seguito dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro USA compensato da maggiori oneri per incentivazione all'esodo.

**Tabella 16 - Costo del lavoro Gruppo Eni**

(milioni di euro)

	2020	2021
Salari e stipendi	2.193	2.182
Oneri sociali	458	455
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti	102	165
Altri costi	239	204
<b>Totale</b>	<b>2.992</b>	<b>3.006</b>
<b>A dedurre:</b>		
-incrementi per lavori interni - attività materiali	(118)	(111)
-incrementi per lavori interni - attività immateriali	(11)	(7)
<b>Totale</b>	<b>2.863</b>	<b>2.888</b>

Fonte: Eni

La voce altri costi comprende oneri per esodi agevolati per 94 milioni (105 milioni nel 2020) e oneri per programmi a contributi definiti per 97 milioni (96 milioni nel 2020).

## 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*:
  - per le attività di gestione del portfolio esplorazione, studi strategici di esplorazione, progetti di esplorazione e delineazione, studi e servizi specialistici di geologia e geofisica;
  - per la realizzazione dei progetti di sviluppo di *asset* industriali della Direzione generale, per supporto tecnico in fase di *operations*;
  - per le attività di *business development*, la gestione delle attività *upstream* operate e il presidio di quelle non operate;
  - per la promozione e gestione dei progetti di cattura, sequestro e utilizzo della CO<sub>2</sub>, delle iniziative *Natural Climate Solutions* tra cui la conservazione delle foreste (REDD+) e altri progetti di riduzione delle emissioni e per le iniziative di sviluppo della produzione di *feedstock* da agricoltura;
  - per le attività di gestione portafogli gas e GNL, sviluppo commerciale dei progetti gas e GNL *equity*, vendita alla clientela “*large*” di gas e GNL, gestione del rischio prezzo *commodity, trading*, trasporto gas anche attraverso *pipeline*.
- la Direzione generale *Energy Evolution*:
  - per le attività di “*supply*”, raffinazione, produzione, distribuzione e commercializzazione dei nuovi prodotti e di quelli tradizionali, *licensing out, procurement* attività industriali e logistica nel settore *downstream* e per lo sviluppo della mobilità sostenibile;
  - per le attività di generazione elettrica, di gestione e sviluppo portafoglio e vendita alla clientela “*large*” *power*;

- per la realizzazione dei progetti di sviluppo di *asset* industriali della Direzione generale;
- per le attività di vendita di gas, energia elettrica e servizi ai clienti retail e *business* in Italia e in Europa, per le attività di sviluppo del *business* delle energie rinnovabili e del settore della mobilità elettrica attraverso l’ampliamento della rete dei punti di ricarica (tramite la società Eni gas e luce SpA Società Benefit<sup>10</sup>);
- per le attività di produzione e commercializzazione di prodotti petrolchimici e da fonti rinnovabili e la vendita di licenze relative a tecnologie e *know-how* (tramite la società Versalis);
- per le attività di risanamento ambientale e gestione rifiuti (tramite la società Eni Rewind).

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.

Ai fini della reportistica finanziaria, comunque, i risultati operativi continuano ad essere valutati con riguardo ai singoli settori di *business*, compresi nelle due Direzioni Generali, anziché le due Direzioni generali stesse. Pertanto, in base al principio contabile IFRS 8 che regola l’informativa per settore di attività, la *segment information* di Eni è articolata nei seguenti *reportable segment*:

- *Exploration & Production*: attività di ricerca, sviluppo e produzione di petrolio, condensati e gas naturale. Comprende i progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e di cattura e stoccaggio della CO<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. I risultati del *business* Chimica sono stati

---

<sup>10</sup> Dal 7 marzo 2022 la Società ha cambiato denominazione in Eni Plenitude SpA Società Benefit.

aggregati con quelli della *Refining & Marketing* in un unico *reportable segment*, poiché questi due segmenti operativi presentano ritorni economici simili.

- *Plenitude & Power*: attività di vendita al dettaglio di gas, elettricità e servizi connessi, attività di produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica da impianti termoelettrici e rinnovabili, attività di servizio alla mobilità elettrica. Comprende le attività di *trading* di certificati di emissione di CO2 e di vendita a termine dell'energia elettrica nell'ottica di copertura/ottimizzazione dei margini.
- *Corporate* e altre attività: comprende le principali funzioni di supporto al *business*, in particolare le attività di *holding*, tesoreria accentrata, IT, risorse umane, servizi immobiliari, attività assicurative *captive*, ricerca e sviluppo, nuove tecnologie, digitalizzazione del *business* e l'attività di bonifica ambientale svolta dalla controllata Eni Rewind.

## 4.2 Principali risultati per settori operativi

Come per le relazioni precedenti, si evidenziano, di seguito, i principali risultati conseguiti nel 2021 nei settori operativi in cui si articola l'attività di Eni.

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

Nel 2021 l'utile operativo *adjusted* è pari a 9.293 mln (+7.746 mln rispetto all'anno precedente, impattato dalla pandemia) sostenuto dalla continua ripresa dello scenario energetico. In tale contesto i prezzi di realizzo delle produzioni Eni sono aumentati dell'80 per cento e del 77 per cento, rispettivamente, per i liquidi e il gas naturale rispetto all'anno 2020. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai minori volumi prodotti.

L'utile operativo *adjusted* è stato determinato con una rettifica negativa per *special item* di 773 milioni.

Il settore ha riportato un utile netto *adjusted* di 5.543 milioni nell'esercizio, in sostanziale incremento rispetto all'utile di 124 milioni registrato nel 2020, a seguito essenzialmente della ripresa dell'utile operativo. L'utile netto *adjusted* beneficia della riduzione del *tax rate* dovuto al miglioramento dello scenario prezzi e a un più favorevole mix geografico dei profitti con riduzione dell'incidenza sull'ante imposte dei paesi a maggiore fiscalità, nonché al venir meno di alcuni fenomeni che nel 2020 avevano penalizzato il carico fiscale.

In media annua è stata conseguita una produzione di 1.682 mln di *barrel of oil* (boe) al giorno, in riduzione del 2,2 per cento a parità di prezzo rispetto al 2020, a seguito delle maggiori manutenzioni in Norvegia, Italia e Regno Unito, della minore attività in Nigeria e del declino dei giacimenti maturi. Tali fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla robusta *performance* in Egitto e Indonesia in un contesto di forte domanda globale per il gas e il GNL e grazie anche al riavvio del terminale di liquefazione di Damietta, nonché per il progressivo allentamento delle quote produttive OPEC+ con il ripristino delle produzioni oggetto di *cap*, in particolare negli Emirati Arabi Uniti e in Kazakhstan.

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

Nel 2021 il settore *Global Gas & LNG Portfolio* ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di 580 milioni, in robusta crescita rispetto al 2020 (+254 milioni, pari al 78 per cento). La positiva *performance* è dovuta alle attività di continua ottimizzazione del portafoglio e alla rinegoziazione dei contratti, nonché ai maggiori volumi venduti. Tali fattori positivi sono stati parzialmente compensati dai maggiori accantonamenti dovuti all'aumento del valore nominale dei crediti e alla valutazione di un accresciuto rischio congiunturale e ad alcune dispute commerciali in corso.

Le vendite all'ingrosso di gas naturale nel 2021 sono state di 70,45 miliardi di metri cubi, con un incremento di circa 8 punti percentuali rispetto al 2020 (64,99 miliardi di metri cubi nel 2020). In diminuzione dell'1,2 per cento le vendite in Italia (36,88 miliardi di metri cubi).

L'esercizio chiude con un utile netto *adjusted* di 169 milioni (un utile di 211 milioni nel 2020).

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

Il settore *Refining & Marketing* ha registrato una perdita operativa *adjusted* di 46 milioni rispetto all'utile operativo *adjusted* di 235 milioni del 2020, a seguito dell'eccezionale flessione dei margini di raffinazione, i peggiori degli ultimi dieci anni, e dei maggiori oneri per CO2. Tali effetti negativi sono stati in parte compensati dall'ottimizzazione degli assetti impiantistici e dei maggiori volumi venduti dai *business* commerciali, trainati dalla ripresa dei consumi, grazie al crescente riavvio dell'economia e alla maggiore mobilità delle persone.

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio (esclusi i volumi lavorati presso ADNOC Refining) nel 2021 sono state di 18,78 mln di tonnellate, in aumento del 10,5 per cento

rispetto al periodo di confronto, beneficiando della ripresa economica del 2021, sostenuta dal riavvio delle attività che nel 2020 erano impattate dal parziale *lockdown* dell'economia.

Nel 2021 il *business* della Chimica ha registrato un utile operativo *adjusted* di 198 milioni, che rappresenta un netto miglioramento rispetto alla perdita di 229 milioni registrata nel periodo di confronto, per effetto della ripresa economica globale che ha sostenuto la domanda e i margini delle *commodity* plastiche, della maggiore disponibilità degli impianti, nonché di alcuni fenomeni contingenti che hanno ridotto l'*import* da paesi extra-EU, aprendo opportunità di mercato.

Le vendite dei prodotti petrolchimici di 4,45 mln di tonnellate sono aumentate del 3 per cento per cento rispetto al 2020, grazie alla ripresa della domanda in settori trainanti, quali il *packaging*, e alla ripresa del settore *automotive*.

L'utile netto *adjusted* si attesta a 62 milioni, rispetto alla perdita netta di 246 milioni del 2020, a seguito del miglioramento del *business* della Chimica.

#### **4.2.4 Settore *Plenitude & Power***

Nel 2021, *Plenitude* ha registrato *performance* solide ed in crescita con un utile operativo *adjusted* pari a 363 milioni, in aumento di 59 milioni (+19 per cento rispetto al 2020), grazie al miglioramento delle *performance* del *business extra commodity*, con il contributo del fotovoltaico distribuito di Evolvere<sup>11</sup>, alle azioni commerciali in Italia, all'aumento del numero dei clienti in funzione della crescita in Grecia e dell'acquisizione di Aldro Energía in Spagna, e alle minori perdite su crediti che riflettono il clima di ripresa economica.

Il *business Power* ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di 113 milioni, in riduzione di 48 milioni rispetto al 2020, pari al 30 per cento.

L'utile netto *adjusted* del settore *Plenitude & Power* di 327 milioni è sostanzialmente in linea con il risultato ottenuto nel 2020 (utile netto *adjusted* di 329 milioni).

Le vendite *retail* di gas di 7,85 mld di metri cubi sono sostanzialmente in linea con le vendite del periodo precedente.

---

<sup>11</sup> Evolvere, società controllata da *Plenitude*, ha acquisito il 100 per cento di PV Family, una *start-up* innovativa che gestisce My Solar Family, la più grande *community* digitale di *prosumer* (consumatori/produttori di energia) in Italia con oltre 80 mila iscritti. L'acquisizione del capitale ha l'obiettivo di combinare l'offerta di Evolvere e i servizi di *community* digitale, in un contesto di mercato che vede affermarsi la diffusione di un nuovo modello energetico, in cui il consumatore diventa anche un produttore di energia.

Le vendite *retail* di energia elettrica a clienti finali, pari a 16,49 TWh, sono in aumento del 24 per cento, beneficiando della crescita del portafoglio clienti, soprattutto grazie all'acquisizione del 100 per cento della società Aldro Energía attiva nel mercato della vendita di energia elettrica, gas e servizi nel settore *retail* nella Penisola Iberica.

Le vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi sono state di 28,54 TWh, in aumento del 12,7 per cento a causa dell'incremento dell'attività economica globale.

La produzione di energia da fonti rinnovabili è stata pari a 986 GWh, triplicata rispetto al periodo di confronto (340 GWh nel 2020), per effetto dell'entrata in esercizio di nuova capacità, nonché per il contributo dei nuovi *asset* acquisiti.

Al 31 dicembre 2021 la capacità installata da fonti rinnovabili è pari a 1.137 MW, con un incremento di più di 3 volte rispetto al 2020, di cui il 51 per cento riferita a impianti eolici e il 48 per cento a impianti fotovoltaici (potenza installata di *storage* pari all'1 per cento).

L'utile operativo *adjusted* del settore *Plenitude & Power* pari a 476 milioni è ottenuto con una rettifica negativa per gli *special item* di 1.879 milioni.

### 4.3 Attività di approvvigionamento

Le attività di approvvigionamento di beni, lavori e servizi di Eni SpA<sup>12</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>13</sup>;
- b) le unità approvvigionanti "*Upstream Procurement Services*" poste alle dipendenze del *Director Natural Resources Development, Operations & Energy Efficiency (NR DOE)*

---

<sup>12</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 fiduciarità, 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>13</sup> Le attività di approvvigionamento di Eni connesse alle attività ambientali sono accentrate nella funzione "*Approvvigionamenti Ambientali*" di Eni Rewind S.p.A.

nell'ambito della Direzione Generale *Natural Resources*, responsabile per le attività di approvvigionamento della società in ambito industriale per il settore *Upstream*;

- c) l'unità "*Approvvigionamento Attività Industriali e Logistica*", 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.

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 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 2021**

L'attività di approvvigionamento di beni, lavori e servizi svolta nel 2021 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 2021 è pari a circa 12.440 mln euro, di cui il 58 per cento svolta per attività estere.

La ripartizione per settore di attività del valore complessivo dell'attività negoziale del 2021 evidenzia quanto segue: *Natural Resources*<sup>14</sup>: 7.580 mln euro circa; *Energy Evolution*<sup>15</sup>: 4.000 mln euro circa; *Support Function e altre attività*: 860 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 6.000 contratti (31 per cento del totale) hanno riguardato l'ambito *Natural Resources*; circa 12.000 contratti (63 per cento del totale) l'ambito *Energy Evolution*, circa 1.200 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**

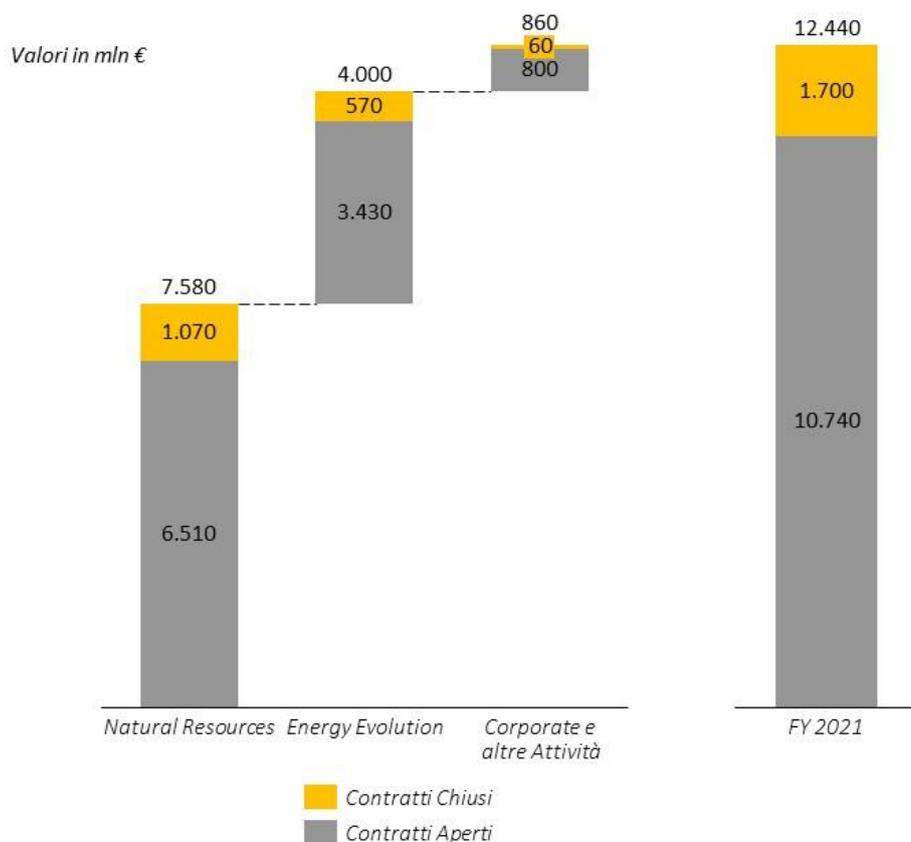
Come già anticipato, anche nel 2021 la tipologia di atto negoziale con maggiore incidenza è stato, in Italia e all'estero, il contratto aperto (in cui cioè la prestazione è pattuita con riferimento ad un determinato arco di tempo, per interventi non predeterminati nel numero, ma resi secondo le necessità dell'azienda), che rappresenta l'86 per cento del valore complessivo dell'attività posta in essere, come evidenzia il grafico che segue:

---

<sup>14</sup> Tra cui attività relative al settore *Exploration & Production*: 7.510 mln euro circa; *Global Gas & LNG Portfolio* 70 mln euro circa.

<sup>15</sup> Tra cui attività relative al settore *Green Traditional Refining & Marketing*: 1.555 mln euro circa; *Ambientale* 1.220 mln euro circa; *Chimica* 730 mln euro circa; *Eni Gas e Luce* 320 mln euro circa; *Power Generation & Marketing* 175 mln euro circa.

**Grafico 1**



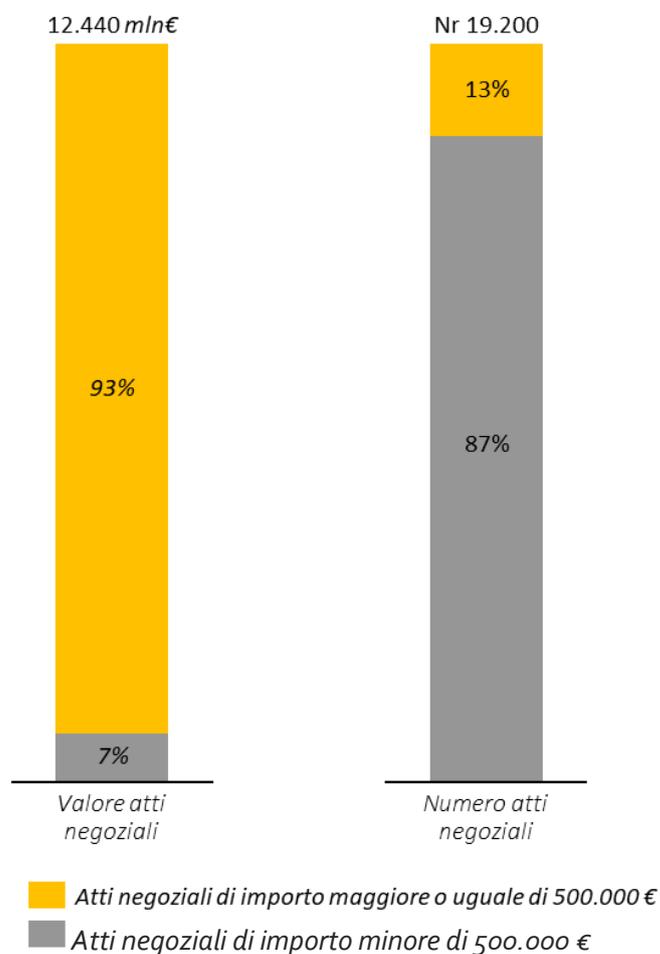
Fonte: Eni

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 13 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>16</sup> volto ad assicurare un processo di approvvigionamento integrato con

<sup>16</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 2021 il valore dei contratti aggiudicati in regime pubblicistico è stato di 410 mln, pari all'11 per cento dell'intero procurato dell'Eni S.p.A. di ca. 3.500 mln.

gli obiettivi di *business* e strutturato secondo principi di economicità, efficacia, imparzialità, 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 2021 gli affidamenti di Eni S.p.A. e delle società controllate sono stati effettuati in prevalenza mediante gara (il 70 per cento contro il 30 per cento delle assegnazioni dirette). Il ricorso ad affidamenti diretti, senza l'indizione di gara, è infatti limitato a singole casistiche, soggette a uno specifico iter autorizzativo, 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, 329 società e detiene partecipazioni in ulteriori 127 società controllate congiuntamente (*joint venture* e *joint operation*) e collegate, e altre 26 partecipazioni rilevanti<sup>17</sup> (4 in Italia e 22 all'estero). Nella tabella che segue sono indicate le imprese controllate, controllate congiunte e collegate al 31 dicembre 2021 distinte per tipologia.

---

<sup>17</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.

**Tabella 17 - Imprese controllate, controllate congiunte e collegate al 31 dicembre 2021**

	Italia	Estero	Totale
<b>Imprese controllate</b>			
Imprese consolidate con il metodo integrale	73	202	275
Partecipazioni di imprese consolidate	10	38	48
<i>di cui valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	5	33	38
<i>di cui valutate con il metodo del costo</i>	5	5	10
Partecipazioni di imprese non consolidate possedute da imprese controllate		6	6
<b>Totale imprese controllate</b>	<b>83</b>	<b>246</b>	<b>329</b>
<b>Imprese controllate congiuntamente e collegate</b>			
Imprese in <i>joint operation</i> consolidate	3	7	10
Imprese in <i>joint operation</i> , <i>joint venture</i> e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto	25	54	79
Imprese in <i>joint operation</i> , <i>joint venture</i> e collegate valutate con il metodo del costo	4	26	30
Imprese possedute da controllate non consolidate		4	4
Imprese possedute da controllate congiunte		4	4
<b>Totale imprese controllate congiuntamente e collegate</b>	<b>32</b>	<b>95</b>	<b>127</b>

Fonte: Eni

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. 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 (circa 100 società), 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 Investments, a cui rispondono le partecipate dell'area UK, 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, essenzialmente, società operanti nelle attività di trasporto internazionale di gas naturale, nelle attività di gestione e commercializzazione di gas naturale, LNG e *trading gas*, 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, tradizionali e bio, nonché le attività di *trading oil* e prodotti con finalità di eseguire sul mercato le transazioni di bilanciamento del *supply* e di stabilizzazione/copertura dei margini commerciali. 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 e della chimica da fonti rinnovabili. Dal 28 ottobre 2021, nel settore chimica rientra anche il gruppo Finproject che opera nei segmenti delle applicazioni specialistiche dei polimeri attraverso 14 società in Italia e all'estero.

Le società del settore *Plenitude & Power* operano, essenzialmente, nell'ambito: (i) delle attività di vendita *retail* di gas, elettricità e servizi connessi, mediante Eni Plenitude SpA Società Benefit (ex Eni gas e luce SpA Società Benefit) e relative partecipate; (ii) delle attività di generazione di energia elettrica mediante EniPower SpA e relative partecipate; (iii) delle attività rinnovabili e di *e-mobility* mediante Eni Plenitude SpA Società Benefit e relative partecipate.

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 di bonifica 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 EniServizi 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 in Abu Dhabi Oil Refining Company (ADNOC), operante nella raffinazione negli Emirati Arabi Uniti, nonché la partecipazione in Saipem, società quotata presso la borsa di Milano e operante nel settore *Engineering&Construction*.

Sul finire del 2021, la società partecipata Saipem (quota Eni 31,2 per cento), controllata congiuntamente con l'altro socio di riferimento Cdp, ha registrato un significativo deterioramento della *business performance* con la rilevazione di ingenti perdite su commesse e importanti svalutazioni dell'attivo, che hanno eroso in misura rilevante i mezzi propri peggiorando gli indici patrimoniali e di redditività. In particolare, il 31 gennaio 2022 la Saipem ha ritirato gli *outlook* annunciati ad ottobre 2021 e comunicato al mercato la previsione di contrazione dei ricavi e dei risultati consolidati rispetto a quanto precedentemente comunicato nonché la previsione della chiusura del bilancio di esercizio 2021 con perdite significative tali da intaccare, per oltre un terzo, il capitale sociale della società configurando le condizioni di cui all'art. 2446 del codice civile. In relazione alla complessità della situazione riscontrata, è stata definita una nuova organizzazione e integrato il *management* della società, ai fini della definizione di un nuovo piano industriale per il recupero di redditività, il miglioramento della generazione di cassa e il rientro dell'indebitamento sulla cui base innestare una manovra di rafforzamento della struttura finanziaria e patrimoniale. In relazione a quanto sopra, la partecipazione nella Saipem è stata oggetto di svalutazione per 510 milioni determinando un valore di iscrizione di 398 milioni.

Si segnala, infine, che il 2 agosto 2022 Eni ha annunciato la creazione di Eniverse Ventures (Eniverse), un *Corporate Venture Builder* 100 per cento Eni, dedicato all'individuazione, nascita e sviluppo di iniziative imprenditoriali innovative e ad alto potenziale tecnologico che esplorano nuovi mercati, promuovendo la *Just Transition* e creando valore con un orizzonte a breve e medio termine.

## 5. PIANO STRATEGICO 2022-2025 e DI LUNGO TERMINE (ROAD MAP 2050)

Il 18 marzo 2022 Eni ha annunciato il Piano Strategico 2022-2025.

Il Piano prevede una strategia di Eni volta a garantire la sicurezza e la sostenibilità del sistema energetico, mantenendo una forte focalizzazione sulla transizione energetica equa e sulla creazione di valore per gli *stakeholder*.

Tali obiettivi vengono perseguiti facendo leva sull'*upstream* e sulle *partnership* con Paesi produttori per reperire opportunità di forniture di gas alternative e addizionali; accelerando i propri obiettivi di decarbonizzazione; offrendo ai clienti prodotti e servizi sempre più decarbonizzati per abbattere le emissioni scope 1, 2 e 3.

Eni ha sviluppato un approccio strategico che fa leva su:

- *leadership* tecnologica capace di supportare lo sviluppo dei nuovi *business* per rispondere alla sfida della decarbonizzazione dei propri clienti nei differenti mercati;
- nuovi modelli di *business* a sostegno della propria crescita, creando nuovi soggetti dedicati, con modelli di *business* su misura focalizzati sui propri clienti e con capacità di accedere ai mercati dei capitali in modo indipendente. Tali soggetti continuano a trarre beneficio dalle attività di Ricerca e Sviluppo di Eni, dalla sua cultura HSE, dalla sua capacità di *project management* e dalla solida posizione finanziaria;
- alleanze con gli *stakeholder*, al fine di sviluppare soluzioni con benefici condivisi, sinergie e nuovi quadri regolatori per trasformare il sistema energetico e percorrere una transizione equa e inclusiva.

Eni intende accelerare il percorso di riduzione delle emissioni verso l'obiettivo delle zero emissioni nette:

- Emissioni ambiti (*scope*) 1, 2 e 3: riduzione del -35 per cento entro il 2030 e del -80 per cento entro il 2040 rispetto ai livelli del 2018 (rispetto agli obiettivi di -25 per cento e -65 per cento del precedente piano);
- Emissioni ambiti (*scope*) 1 e 2: taglio del -40 per cento entro il 2025 (rispetto ai livelli del 2018) e raggiungimento delle zero emissioni nette entro il 2035, in anticipo di cinque anni rispetto al precedente piano;

- Emissioni ambiti (*scope*) 1 e 2 relative all’upstream: -65 per cento entro il 2025 rispetto al 2018 in linea con l’obiettivo, confermato, delle zero emissioni nette entro il 2030.

Contestualmente, Eni intende sviluppare un’offerta sempre più ampia di soluzioni decarbonizzate per i propri clienti:

- Plenitude dovrebbe offrire elettricità *green* a tutti i propri clienti *power* nell’ambito di una crescita della propria base clienti a 15 milioni e sviluppare oltre 15 GW di capacità rinnovabile entro il 2030;
- la capacità di bioraffinazione dovrebbe crescere fino a 6 milioni di MTPA (milioni tonnellate/anno) nei prossimi dieci anni;
- l’idrogeno dovrebbe contribuire al piano per circa 4 milioni MTPA entro il 2050.

Eni prevede, inoltre, che nei prossimi dieci anni verrà sviluppato il primo impianto commerciale relativo alla Fusione Magnetica aprendo potenzialmente la strada a una fonte illimitata di energia pulita e sicura.

Per finanziare questa crescita, Eni intende aumentare la quota dei propri investimenti dedicati alle nuove soluzioni energetiche ad almeno il 30 per cento entro il 2025, raddoppiando al 60 per cento entro il 2030 e fino all’80 per cento al 2040.

In dieci anni, Eni prevede che queste attività genereranno un *Free Cash Flow* positivo e raggiungeranno il 75 per cento di contributo al *Free Cash Flow* di Gruppo dal 2040.

## **5.1 Dettagli per linea di *business* del Piano 2022-2025 e Piano di lungo termine al 2050**

### ***PORTAFOGLIO INTEGRATO DI GAS***

Eni punta ad assicurare la fornitura ai mercati *premium* attraverso il portafoglio gas globale.

Il portafoglio e gli investimenti globali effettuati da Eni negli ultimi dieci anni hanno messo la compagnia in una posizione di forza tale da poter accrescere significativamente il proprio *business* del gas naturale, con circa 50 TCF (*trillion cubic feet*<sup>18</sup>) di riserve e risorse.

I progetti gas di Eni sono ben posizionati per rifornire mercati chiave e si aspetta che possano raggiungere più di 15 MTPA di volumi contrattualizzati GNL entro la fine del piano.

---

<sup>18</sup> Trilioni di piedi cubi.

La compagnia è in grado di rendere disponibili sul mercato nel breve e medio termine oltre 14 TCF di risorse addizionali di gas.

## **NATURAL RESOURCES: DECARBONIZZAZIONE E VALORIZZAZIONE DEL PORTAFOGLIO UPSTREAM**

L'impegno di Eni nell'*upstream* è basato sulla valorizzazione della sostenibilità e del valore del portafoglio, sull'aumento della profittabilità e sulla diminuzione dell'impronta carbonica:

- produzione: crescita media del 3 per cento all'anno, 1,7 milioni di barili equivalenti al giorno (Mboe/d) nel 2022; la componente gas crescerà progressivamente sino al 60 per cento al 2030 e oltre il 90 per cento dopo il 2040 e nel contempo l'olio si ridurrà nel medio e lungo termine;
- *upstream, net carbon footprint scope 1 e 2*: diminuzione del 65 per cento entro il 2025 rispetto al 2018 e verso il raggiungimento delle zero emissioni nette entro il 2030;
- riduzione delle emissioni di metano;
- esplorazione: 2,2 miliardi di barili di olio equivalente (boe) di nuove risorse nell'arco del piano quadriennale (UEC, costo unitario di esplorazione <1,5\$/boe);
- CCS (*Carbon Capture and Storage*): obiettivo di stoccaggio totale di circa 10 MTPA nel 2030 con una capacità lorda complessiva di 30 MTPA;
- Capex (*Capital Expenditures*<sup>19</sup>): 4,5 miliardi di euro in media nel corso del piano (esclusi i soggetti valutati con il metodo del patrimonio netto);
- *upstream, Free Cash Flow* organico cumulativo (post capitale circolante): circa 29 miliardi di euro nell'ambito del piano;
- GGP, *Free Cash Flow* cumulativo (post capitale circolante): pari a circa 2,7 miliardi di euro nel corso del piano con un EBIT previsto nel 2022 pari a 0,9 miliardi di euro, pur considerando una volatilità trimestrale significativa.

Nell'arco del piano Eni intende mettere in produzione 11 progetti *major* inclusi Baleine in Costa d'Avorio, Marine XII LNG in Congo, Coral in Mozambico, Dalma Gas negli EAU e altri progetti gas in Italia, Indonesia e Norvegia. Questi progetti, uniti ai *ramp-up*, aggiungeranno al 2025 circa 800 mila boe/d alla produzione *upstream* di riferimento.

---

<sup>19</sup> Spese in conto capitale per investimenti fissi.

L'*upstream* di Eni sarà più sostenibile e di valore con un *net carbon footprint scope 1 e 2* in diminuzione del 65 per cento entro il 2025 (rispetto al 2018), in linea con l'obiettivo delle zero emissioni nette del 2030. Allo stesso tempo la *cash neutrality* media dell'*upstream* diminuirà fino a circa 25\$/boe (dai 30\$/boe del 2021).

Eni continuerà a focalizzarsi sui progetti con veloce *time to market*, limitando i capitali inutilizzati e massimizzando l'IRR.

Nell'arco del piano le attività esplorative continueranno a rappresentare un fattore distintivo e la fonte principale della diversificazione di Eni verso un portafoglio caratterizzato da una definita presenza di gas, un veloce *time to market*<sup>20</sup> e un basso *breakeven*<sup>21</sup>, con un costo medio di esplorazione inferiore a 1,5\$/bbl. L'attività di esplorazione si concentrerà su opportunità *near field* e legate a infrastrutture esistenti in bacini provati con elevato potenziale a gas, con l'obiettivo di raggiungere 2,2 miliardi boe di risorse complessive.

Eni prevede che i volumi contrattualizzati di GNL supereranno i 15 MTPA entro il 2025. Tale crescita sarà basata sui nuovi progetti in Congo, Angola, Egitto, Indonesia, Nigeria e Mozambico, dove Eni sta accelerando lo sviluppo del gas.

Infine, la *Carbon Capture and Storage (CCS)* svolge un ruolo rilevante nel supportare le industrie energivore nell'abbattimento delle loro emissioni. L'attuale *pipeline* di progetti, permette di raggiungere l'obiettivo di stoccaggio di circa 10 MTPA di emissioni in quota Eni entro il 2030, con una capacità complessiva lorda, inclusiva dei volumi di terze parti, pari a 30 MTPA.

## **ENERGY EVOLUTION: CRESCITA DEI NUOVI BUSINESS**

Eni punta ad ampliare l'offerta di prodotti e servizi energetici decarbonizzati, favorendo l'abbattimento delle emissioni *scope 3* associate ai propri clienti.

Plenitude è la società di Eni che opera nell'ambito della catena del valore dell'energia verde e che integra rinnovabili, soluzioni di energia per i clienti e un'ampia rete di ricarica per veicoli elettrici secondo un modello definito per creare valore resiliente.

- Generazione di energia rinnovabile di oltre 6 GW alla fine del piano.
- Attività *Retail*: obiettivo di oltre 11,5 milioni di clienti entro il 2025.

---

<sup>20</sup> Indicatore che misura il lasso temporale tra l'ideazione e lo sviluppo di un prodotto o servizio e la sua commercializzazione.

<sup>21</sup> Punto di pareggio tra i costi e i ricavi; determina il quantitativo minimo di vendita necessario per la copertura dei costi fissi e variabili di un prodotto.

- Punti di ricarica per veicoli elettrici: espansione della rete di mobilità elettrica fino a oltre 30.000 punti di ricarica entro il 2025.
- EBITDA *pro forma* di Plenitude: più che raddoppiato per la fine del piano rispetto al 2021, fino a 1,4 miliardo di euro.

Mobilità sostenibile: Eni ha riunito le proprie attività di bioraffinazione e di *marketing* in un soggetto dedicato alla mobilità sostenibile, posizionato in modo unico come *business multi-energy* e *multi-service* focalizzato sul cliente:

- crescita della capacità di bioraffinazione da 1MTPA a 2MTPA entro il 2025, attraverso l'espansione dell'impianto di Venezia e la conversione di un'altra raffineria tradizionale; l'obiettivo di 6 MTPA sarà raggiunto nel prossimo decennio.
- *Feedstock*: integrazione verticale per assicurare il *feedstock* attraverso lo sviluppo di una rete di *agro-hub* in molti Paesi in cui è presente l'*upstream* di Eni, con l'obiettivo di coprire il 35 per cento dell'approvvigionamento entro il 2025.
- *Marketing*: le stazioni di servizio Eni saranno trasformate in uno spazio in cui i clienti avranno accesso a carburante sostenibile e servizi *retail*.
- EBITDA della mobilità sostenibile: oltre 0,9 miliardi di euro entro il 2025.

## STRATEGIA FINANZIARIA

La disciplina finanziaria di Eni è una componente strutturale nell'esecuzione della strategia di transizione della Compagnia:

- *capex* medio annuo di circa 7 miliardi di euro nel corso del piano;
- IRR (*internal rate of return*: tasso interno di rendimento) dei progetti *upstream* in esecuzione pari al 21 per cento sulla base dello scenario Eni;
- tasso interno di rendimento dei nuovi investimenti nel portafoglio delle rinnovabili: + 200 punti base rispetto al WACC (*Weighted Average Cost of Capital*: costo medio ponderato del capitale) di Plenitude;
- contributo netto derivante dalla gestione del portafoglio pari circa 3 miliardi di euro nel periodo 2022-2025;
- flusso di Cassa Operativo (ante capitale circolante al costo di rimpiazzo) pari a circa 55 miliardi nell'arco del piano sulla base dello scenario Eni;

- crescita degli strumenti di finanza sostenibile con l’obiettivo di raggiungere oltre 13 miliardi di euro nel 2025;
- *Cash neutrality* sotto i \$45 al barile nel periodo di piano.

Mantenendo una rigorosa disciplina nella gestione del capitale, con un *capex* medio annuale di 7 miliardi di euro in linea con il piano precedente, Eni proseguirà nella ristrutturazione del proprio portafoglio per focalizzarsi sul reale valore dei propri *business* e per massimizzare le opportunità di crescita.

Circa il 25 per cento del *capex* è destinato alla crescita della capacità rinnovabile e della base clienti, implementando progetti di economia circolare, costruendo capacità di bioraffinazione incrementale ed espandendo la propria proposta legata alla mobilità sostenibile.

Nel corso del periodo piano, Eni manterrà un alto grado di flessibilità con circa il 40 per cento di *capex* cumulato non allocato, assicurando una riserva materiale in vista della futura volatilità dei mercati.

La gestione del portafoglio sarà una componente chiave del piano Eni che farà leva sull’approccio legato ai nuovi modelli di business e su un portafoglio altamente selettivo per creare valore.

Attraverso l’approccio legato ai nuovi modelli di *business* Eni sta liberando il potenziale di crescita dei propri *asset*, evidenziandone il pieno valore attraverso meccanismi di valorizzazione del mercato.

Eni continuerà a migliorare la qualità del proprio portafoglio, uscendo o diluendo la propria esposizione agli *asset* e paesi *non-core*, valutando acquisizioni strategiche tattiche per ottimizzare il portafoglio stesso.

Nel corso del piano Eni prevede di generare dalla gestione del portafoglio un contributo di cassa netto positivo pari a circa 3 miliardi di euro.

Essa continuerà ad allineare i propri strumenti finanziari ai principali obiettivi strategici stabiliti nel proprio piano di decarbonizzazione.

Eni è resiliente dal punto di vista finanziario ed è in grado di produrre una elevata generazione di cassa.

Nell’arco del piano in base allo scenario Eni, la Società prevede di generare un Flusso di cassa operativo cumulativo (ante capitale circolante al costo di rimpiazzo) pari a circa 55 miliardi di

euro e un *Free Cash Flow* (ante capitale circolante al costo di rimpiazzo) pari a oltre 25 miliardi di euro.

## 5.2 Operazioni più rilevanti di Eni S.p.A.

Tra le molteplici attività poste in essere da Eni S.p.A. nel corso dell'esercizio 2021, meritano di essere segnalate, per il loro rilievo, quelle di seguito riportate:

- firmato un accordo per la cessione a Snam del 49,9 per cento delle partecipazioni detenute (direttamente e indirettamente) da Eni nelle società che gestiscono i gasdotti *onshore*, che si estendono dal confine tra Algeria e Tunisia fino alla costa tunisina (TTPC) e i gasdotti *offshore* che collegano la costa tunisina all'Italia (TMPC). L'operazione prevede il conferimento di tali partecipazioni in una *joint venture* della quale sarà ceduto a Snam il 49,9 per cento per il corrispettivo di circa 385 milioni (Eni manterrà la quota residua del 50,1 per cento). Tale transazione consente inoltre di valorizzare in maniera sinergica le rispettive competenze su una rotta strategica per la sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale in Italia, favorendo potenziali iniziative di sviluppo nella catena del valore dell'idrogeno dal Nord Africa;
- finalizzato l'accordo con il Gruppo Bonifiche Ferraresi per la costituzione di una *joint venture* paritetica per lo sviluppo di progetti di ricerca e sperimentazione agricola di sementi di piante oleaginose da utilizzare come *feedstock* nelle bioraffinerie Eni. L'accordo prevede inoltre l'acquisto da parte di Eni di una partecipazione di minoranza nella controllata di BF Bonifiche Ferraresi e nella stessa BF SpA;
- siglato con Zouk Capital e Aretex la definizione dell'operazione che ha formalizzato l'acquisizione del 100 per cento di Be Power, società che tramite la controllata Be Charge è il secondo operatore italiano di colonnine di ricarica per auto elettriche con oltre 6 mila punti. Be Power gestisce le proprie colonnine e quelle di altri operatori tramite una piattaforma tecnologica proprietaria e fornisce servizi ai conducenti di veicoli elettrici su propri punti di ricarica o di terzi tramite un'app dedicata;
- acquisita una quota del 20 per cento da Equinor e SSE Renewables del progetto Dogger Bank C da 1,2 GW, terzo *cluster* del più grande parco eolico *offshore* al mondo (3,6 GW) attualmente in costruzione nel Mare del Nord britannico. La produzione sarà avviata per fasi tra il 2023 e il 2025;

- perfezionata nel mese di ottobre 2021, in Spagna, l’acquisizione da Azora Capital di un portafoglio di nove progetti di energia rinnovabile composto da tre impianti eolici in esercizio e uno in costruzione per un totale di 234 MW e da cinque progetti fotovoltaici in avanzato stadio di sviluppo per circa 0,9 GW;
- finalizzata in Francia e Spagna, nel mese di ottobre, l’acquisizione di Dhamma Energy Group, proprietaria di una piattaforma per lo sviluppo di impianti fotovoltaici, con una *pipeline* di progetti di circa 3 GW, nonché di impianti in esercizio o in costruzione della capacità di circa 120 MW;
- finalizzata, nel mese di settembre, l’acquisizione del controllo di Finproject da parte di Versalis esercitando l’opzione di acquisto sulla rimanente quota del 60 per cento del capitale sociale, dopo l’investimento iniziale del 40 per cento fatto nel 2020;
- acquisito da Evolvere, società controllata da Plenitude, il 100 per cento di PV Family, una *start-up* innovativa che gestisce My Solar Family, la più grande *community* digitale di *prosumer* (consumatori/produttori di energia) in Italia con oltre 80 mila iscritti;
- firmato un accordo per l’acquisizione da Glenmont Partners e PGGM Infrastructure Fund di un portafoglio di tredici campi eolici *onshore* in esercizio, della capacità complessiva di 315 MW;
- firmato un accordo per l’acquisizione della società FRI-EL Biogas Holding, *leader* italiano nel settore della produzione di biogas, con l’obiettivo di trasformarlo in biometano da commercializzare nelle stazioni di servizio Eni;
- costituita GreenIT, *joint venture* con CDP Equity, per lo sviluppo, la costruzione e la gestione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia. La *joint venture* ha l’obiettivo di raggiungere una capacità installata di circa 1 GW;
- riavviata la produzione di GNL presso l’impianto di liquefazione di Damietta (Eni 50 per cento), in linea con gli accordi perfezionati nel marzo 2021 con le autorità della Repubblica Araba d’Egitto (ARE) e il *partner* spagnolo Naturgy, volti a risolvere tutte le controversie pendenti tra le parti e a riavviare l’operatività dell’impianto chiuso nel 2012. Nell’ambito di tali accordi Eni subentrerà nel contratto di acquisto del gas naturale destinato all’impianto, ricevendo i corrispondenti diritti di liquefazione e nelle attività di commercializzazione di gas naturale in Spagna, rafforzando la sua presenza nel mercato europeo del gas. La ripresa dell’operatività dell’impianto, con una capacità di

7,56 miliardi di metri cubi all'anno, consente di rafforzare gli obiettivi strategici Eni di crescita del portafoglio GNL e la presenza nell'Est Mediterraneo;

- finalizzato l'accordo per l'acquisizione del 100 per cento della società Aldro Energía attiva nel mercato della vendita di energia elettrica, gas e servizi nel settore *retail* con un portafoglio di circa 250 mila clienti in Spagna e Portogallo.

Nel 2022, tra le operazioni più significative si segnalano:

- l'incremento della partecipazione di Versalis in Novamont dal 25 per cento al 35 per cento; di recente Versalis ha acquisito l'intera partecipazione in Novamont;
- la firma di un accordo con la società di investimento Sixth Street per la cessione della quota del 49 per cento in EniPower che detiene 6 centrali a gas. Tale accordo, soggetto ad alcune condizioni sospensive e alle autorizzazioni delle competenti Autorità, si inquadra nella strategia Eni di valorizzazione dei propri *asset* e liberare risorse per la transizione energetica. Eni manterrà il controllo di EniPower in termini operativi nonché il consolidamento della società;
- la firma dell'accordo con BP per la costituzione di Azule Energy, una nuova *business combination* a controllo congiunto dei rispettivi portafogli *upstream* in Angola. In particolare, la nuova società potrà generare significative sinergie operative, perseguire un ambizioso piano di investimenti e aumentare il tasso di crescita nell'area;
- il completamento con successo dell'IPO di New Energy One Acquisition Corporation Plc ("NEOA") sul mercato principale della Borsa di Londra, raccogliendo 175 milioni di sterline di fondi azionari, a cui Eni contribuirà con 17,5 milioni di sterline. NEOA è stata costituita con lo scopo di creare una *business combination* con l'obiettivo di partecipare o beneficiare della transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio;
- finalizzazione con il fondo azionario HitecVision, della quotazione della partecipata Vår Energi presso la borsa di Oslo, collocando una partecipazione di circa l'11,2 per cento del capitale sociale della partecipata. A seguito della chiusura dell'operazione, la partecipazione di Eni si riduce al 64,3 per cento;
- Acquisizione della società Solar Konzept Greece "SKGR" titolare di una piattaforma per lo sviluppo di impianti fotovoltaici in Grecia e una *pipeline* di progetti di circa 800 MW, che consentiranno l'ulteriore sviluppo del portafoglio di rinnovabili nel Paese.

### 5.3 Principali attività e risultati in materia di transizione energetica

Dalla fine del 2021, Eni ha siglato accordi con i governi e le istituzioni di alcuni Paesi produttori di Medio Oriente e Africa, consolidando alleanze che mirano a una sempre maggiore differenziazione delle fonti di approvvigionamento, a partire dal gas naturale, ritenuto fondamentale vettore a sostegno della transizione energetica, alle rinnovabili, tra cui l'eolico, il fotovoltaico e i biocarburanti, e la ricerca e lo sviluppo di tecnologie *game changer*, come la CCUS (*Carbon Capture, Utilisation and Storage*) per la cattura, lo stoccaggio e il riutilizzo dell'anidride carbonica e la fusione a confinamento magnetico (progetto in essere dal 2018, in collaborazione con il Commonwealth Fusion System, *spin-out* del MIT di Boston).

Anche a seguito della crisi energetica conseguente al conflitto in Ucraina, e al fine di diversificare gli approvvigionamenti di gas in Europa, nell'aprile 2022 Eni ha inteso accelerare lo sviluppo in Algeria di nuovi progetti attraverso la realizzazione *fast track* di un nuovo *hub* nell'area del contratto Berkine Sud, grazie alla *partnership* con la Società algerina, sulla base di obiettivi comuni per la transizione energetica: sostituire il gas con fonti di energia rinnovabile. Successivamente l'Algeria ha comunicato un aumento di 4 miliardi di metri cubi di gas all'Italia e, negli stessi giorni, Eni ha firmato un nuovo contratto con Sonatrach, Oxy e TotalEnergies per l'operatività dei blocchi 404 e 208, *onshore* nel bacino del Berkine: il contratto consente un incremento degli investimenti, offrendo al contempo l'opportunità di valorizzare significative quantità di gas.

Il 26 maggio 2022 è stato firmato tra Eni e Sonatrach un Memorandum d'intesa finalizzato alla accelerazione dello sviluppo di campi a gas in Algeria e alla decarbonizzazione attraverso idrogeno verde, che ha rafforzato la cooperazione energetica tra Italia e Algeria, in linea con la strategia Eni di diversificazione delle fonti energetiche in un'ottica di decarbonizzazione.

In particolare, il Memorandum permetterà a Sonatrach ed Eni di valutare il potenziale a gas e le opportunità di sviluppo accelerato di alcuni giacimenti già scoperti da Sonatrach in Algeria. I volumi di produzione gas attesi dalle aree oggetto dell'accordo, pari a circa 3 miliardi di metri cubi all'anno, contribuiranno tra l'altro ad aumentare le capacità di *export* dell'Algeria verso l'Italia attraverso il gasdotto Transmed.

In Egitto, a marzo e agosto 2022, Eni ha condiviso la visione del Paese di diventare un *hub* regionale per il gas naturale, anche grazie al contributo delle importanti scoperte come il giacimento Zohr, scoperto da Eni nel 2015, e facendo leva sugli impianti GNL esistenti, come

quello di Damietta. Eni sta valutando la realizzazione di progetti nel solare ed eolico, fino a raggiungere i 10 GW di capacità installata nei prossimi anni. Per accelerare il percorso di decarbonizzazione delle attività, Eni ha confermato la volontà di sviluppare progetti di cattura, utilizzo e stoccaggio della CO<sub>2</sub> (CCUS) e di produzione di idrogeno, in particolare nel sito di Damietta.

Tra le *partnership* firmate, va segnalata anche quella con QatarEnergy a giugno 2022, che ha selezionato Eni come nuovo *partner* internazionale per l'espansione del progetto North Field East (NFE), il più grande progetto di GNL al mondo, un accordo di grande rilevanza che contribuirà ad aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento di gas a livello globale. Negli stessi giorni, in Mozambico, è stata avviata l'introduzione di gas nella Coral Sul, l'impianto di gas naturale liquefatto galleggiante (*Floating Liquefied Natural Gas*, FLNG) dal giacimento *offshore* di Coral South. Si tratta del primo FLNG mai installato nel continente africano, in acque profonde, con il quale il Mozambico entra a far parte dei Paesi produttori di GNL.

Per supportare la transizione energetica del continente africano Eni ha avviato una serie di iniziative congiunte in diversi Paesi per lo sviluppo della filiera dei biocarburanti di alta qualità secondo nuovi modelli di economia circolare.

Va segnalata, da ultimo, l'individuazione, da parte di Eni, di un giacimento di gas naturale sotto i fondali al largo di Cipro, operato al 50 per cento da Eni Cyprus. TotalEnergies è partner con il restante 50 per cento. La scoperta crea le condizioni per portare a sviluppo nuovi volumi di gas nella regione Mediterranea e rappresenta una delle azioni conseguite da Eni a supporto della fornitura di ulteriore energia all'Europa. Le stime preliminari parlano di circa 2,5 TCF di gas presente in posto, pari a circa 70 miliardi di metri cubi, con un significativo potenziale aggiuntivo da valutare attraverso l'attivazione di un ulteriore pozzo esplorativo.

Il gas è considerato centrale nella strategia di Eni per raggiungere il traguardo delle zero emissioni nette GHG *scope* 1,2,3 al 2050, contribuendo all'obiettivo di offrire ai clienti prodotti e servizi sempre più decarbonizzati. Rimane un elemento fondamentale non solo per il *business* di Eni, ma anche per rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento di energia. La combinazione di questi due aspetti, riduzione delle emissioni GHG e sicurezza energetica, rende il gas naturale un importante sostegno alla transizione energetica. Per queste ragioni, Eni ritiene che la componente gas sarà sempre più prevalente nel proprio mix produttivo, arrivando a costituire il 60 per cento della produzione di idrocarburi nel 2030 e oltre il 90 per

cento nel 2050, in un contesto in cui la produzione complessiva di idrocarburi raggiungerà il *plateau* nel 2025 per poi decrescere nel tempo.

### 5.3.1 Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza

Il Pnrr (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza) considera prioritaria la questione della transizione ecologica, in linea con la grande attenzione al tema che deriva dall'Unione Europea.

Alla data del 31.12.2022 Eni s.p.a. è soggetto *attuatore* di n. 1 progetto relativo alla Missione 2, relativa proprio alla transizione ecologica, e la somma finanziata dal Pnrr si sostanzia in 1,7 mln di euro, rappresentando il 44 per cento del totale finanziato (circa 4 mln.), come di seguito indicato nella tabella.

**Tabella 18 - Progetti finanziati al 31.12.2022**

*(in migliaia)*

		n. progetti	risorse previste PNRR	Altre fonti	Totale	% PNRR su finanziamento complessivo
<b>Missione 2</b>	<b>M2 RIVOLUZ. VERDE E TRANSIZ. ECOLOGICA</b>	1	1.737	2.248	3.985	44

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Eni opera anche in qualità di *realizzatore* in 8 interventi, tutti afferenti alla Missione M4C2 "Istruzione e Ricerca", per complessivi 7,5 mln. Al 31.12.2022 risultano impegnate, contabilizzate e pagate somme per 125 mila euro, in relazione a 4 progetti in veste di realizzatore. Alla stessa data erano previsti obiettivi per 5 interventi e per tutti ne è stato dichiarato il raggiungimento.

## 6. CONTENZIOSO

Eni S.p.A. e il Gruppo sono parte in procedimenti penali, civili e amministrativi, oppure interessati da procedimenti penali riguardanti 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 452 mln al 31 dicembre 2021 (385 mln al 31 dicembre 2020), come esposto nella tabella n. 48, 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 e articolate valutazioni da parte del *management*.

Pertanto, sussiste l'eventualità che la Società possa essere chiamata a sostenere 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.

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

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

Il procedimento penale avviato nel 2010 dalla Procura di Crotone 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.

Si è, alla chiusura dell'istruttoria di questa Sezione, in attesa della fissazione del giudizio d'appello.

### **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. All'esito dell'udienza preliminare, a fine marzo 2022, Eni Rewind è stata prosciolta dalla violazione del d. lgs. n. 231 del 2001 per improcedibilità dell'azione nei suoi confronti e definitivamente estromessa dal processo penale. Nell'ambito del procedimento penale a carico dei dirigenti di Eni Rewind, nel settembre del 2022, il Tribunale di Sassari ha pronunciato sentenza di assoluzione nei confronti dei 4 dirigenti per insussistenza del reato di gestione di discarica abusiva e per non aver commesso il delitto di disastro ambientale doloso. Per gli effetti della pronuncia di assoluzione nel merito, non hanno trovato accoglimento le richieste risarcitorie avanzate dalle parti civili MITE, Regione Sardegna, Comune di Porto Torres, Comune di Sassari, Ente parco nazionale dell'Asinara e WWF nei confronti degli imputati e di Eni Rewind in qualità di responsabile civile. La sentenza di primo grado è stata impugnata dal PM e dalle parti civili e si attende, alla chiusura dell'istruttoria di questa Sezione, la fissazione del giudizio d'appello.

### **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 sono costituiti in giudizio il MITE, quale parte

civile, e su citazione delle parti civili, Eni Rewind, quale responsabile civile. A seguito di conflitto di competenza il GUP di Sassari, individuato quale giudice competente a decidere, ha fissato una nuova udienza preliminare, rinviata a marzo 2023 a seguito di istanza di ricusazione. A tale data, il reato di disastro ex art. 434 co. 1 c.p., oggetto dell'attuale contestazione, è estinto per sopravvenuta prescrizione.

#### **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 essere 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. Nel 2020, la Corte d'Appello di Bologna ha assolto gli imputati, nonché il responsabile civile, per 74 casi, confermando la condanna di primo grado per l'unico caso rimanente, nonché prendendo atto del passaggio in giudicato dell'assoluzione per la contestazione di disastro. Ha, altresì, dichiarato l'inammissibilità degli appelli di numerose parti civili.

A fine 2021, la Corte di Cassazione ha annullato senza rinvio la sentenza impugnata nei confronti di un imputato per estinzione del reato ed ha, altresì, annullato senza rinvio agli effetti penali la sentenza di condanna impugnata per il reato di lesioni colpose in relazione al caso di asbestosi perché estinto per prescrizione; la Suprema Corte, ancora, ha rigettato i ricorsi della difesa Eni agli effetti civili e i ricorsi presentati dalle parti civili.

Pertanto, penalmente il procedimento è da ritenersi chiuso.

#### **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, inoltre, contestato l'illecito amministrativo da reato ai sensi del decreto legislativo n. 231 del 2001. Alla chiusura dell'istruttoria di questa Sezione, 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. A seguito del deposito delle motivazioni da parte del Tribunale, è stato presentato appello avverso tutti i profili di condanna.

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

Nell'ambito del 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. 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 e ha ottenuto dal GIP l'emissione, nei confronti del medesimo, del decreto di giudizio immediato.

Nell'ambito del parallelo procedimento nei confronti dei rimanenti due dipendenti e di Eni quale responsabile ai sensi del decreto legislativo n. 231 del 2001, nel marzo 2020 la Procura della Repubblica, ha avanzato richiesta di rinvio a giudizio. All'esito della conseguente udienza preliminare il GUP, con riferimento all'imputazione ad Eni ex d.lgs. 231 del 2001 per i fatti sino al 2015, ha emesso sentenza di non luogo a procedere perché il fatto non è previsto dalla legge come reato presupposto dalla responsabilità amministrativa, mentre con riferimento all'imputazione ad Eni per i fatti successivi al 2015, ha accolto l'eccezione difensiva di nullità assoluta della richiesta di rinvio a giudizio, con restituzione degli atti alla Procura della Repubblica. I due procedimenti a carico delle persone fisiche oggi entrambi pendenti nelle fasi preliminari al dibattimento - saranno in seguito riuniti dal Tribunale in un unico processo dibattimentale. Per quanto concerne Eni SpA ex d.lgs. n. 231 del 2001, infine, il PM ha emesso nuovo avviso di conclusione delle indagini preliminari.

### **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; 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; ne è derivato il ferimento di due lavoratori contrattisti a bordo dell'imbarcazione, e il decesso di un dipendente Eni che era all'interno della cabina di comando.

In relazione a tale evento, la Procura di Ancona formulato richiesta di rinvio a giudizio 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. All'esito dell'udienza preliminare, il Giudice ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati e per Eni quale ente ex d.lgs. 231 del 2001 avanti al Tribunale di Ancona e alla chiusura dell'istruttoria di questa Sezione, il procedimento pende in fase di istruttoria dibattimentale.

### **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.

Nel 2021 è stato notificato un provvedimento di sequestro preventivo emesso dal Giudice per le Indagini Preliminari presso il Tribunale di Gela su richiesta della locale Procura della Repubblica. Con il provvedimento in questione sono stati posti sotto sequestro gli impianti asserviti alla bonifica della falda del sito di Gela gestiti oggi da Eni Rewind nonché le aree di stabilimento destinate alla attuazione del progetto di bonifica delle acque di falda e affidati alla gestione di un amministratore giudiziario.

Quindi, nell'estate del 2022, è stato notificato il decreto di citazione a giudizio emesso dalla Procura della Repubblica di Gela per il reato di cui all'art. 452-*terdecies* c.p. (ovvero di omessa bonifica), risultando quindi confermato il ridimensionamento della contestazione che in passato riguardava anche l'ipotesi di inquinamento ambientale.

Tale atto, inoltre, ha confermato l'assenza di contestazioni alle società ai sensi del d.lgs n. 231 del 2001.

Il procedimento pende, alla chiusura dell'istruttoria di questa Sezione, in fase dibattimentale.

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

Con riferimento al sito di Mantova, la Procura della Repubblica ha notificato nell'estate del 2020 un avviso di conclusione delle indagini preliminari relativo al procedimento penale 778/18 RGNR, nel quale sono stati riuniti diversi fascicoli di indagine. Da tale atto è emersa l'iscrizione nel registro degli indagati di dipendenti di Versalis SpA, Eni Rewind SpA ed Edison SpA nonché delle predette società Versalis, Eni Rewind ed Edison ai sensi della responsabilità amministrativa ex d.lgs. 231 del 2001. La Procura della Repubblica ha ipotizzato - a seconda di alcune specifiche aree del SIN (Sito di bonifica di Interesse Nazionale) di Mantova - i reati di gestione di rifiuti non autorizzata, danneggiamento/inquinamento ambientale, omessa comunicazione agli Enti di contaminazione ambientale ed omessa bonifica. A seguito del deposito di memorie difensive, alcune posizioni soggettive sono state stralciate dal procedimento ed archiviate. La Procura della Repubblica ha in seguito emesso la richiesta di rinvio a giudizio, con cui sono state sostanzialmente confermate le contestazioni di cui all'atto di chiusura delle indagini. Nella successiva udienza preliminare si sono costituiti quali parti civili il MITE, la Provincia di Mantova, il Comune di Mantova e il Parco Regionale del Mincio e le società Eni Rewind, Versalis ed Edison sono state citate in giudizio quali responsabili civili. All'esito dell'udienza preliminare, il GUP di Mantova ha disposto il rinvio a giudizio di tutti gli imputati e delle società Versalis, Eni Rewind ed Edison, ad eccezione di un ex dipendente di Versalis e di 2 dipendenti Edison. Il procedimento è, alla chiusura dell'istruttoria di questa Sezione, pendente in fase dibattimentale.

### **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, che - da tale atto - è risultata indagata ai sensi del decreto legislativo n. 231 del 2001. Successivamente, la Procura della Repubblica ha emesso la richiesta di rinvio a giudizio sia nei confronti degli indagati persone fisiche, sia nei confronti delle due società coinvolte (Eni e Sodeco).

Per quanto riguarda le persone fisiche a seguito della camera di consiglio, il Giudice ha rinviato a giudizio gli imputati. Si è, alla chiusura dell'istruttoria di questa Sezione, in attesa dell'inizio del giudizio dibattimentale.

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

Ad ottobre 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 avente 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 seguito, 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 lo stralcio delle posizioni dei tre dipendenti della funzione Servizi Tecnici/Manutenzione Elettro-Strumentale. Da tale atto, infatti, si evince che la contestazione del reato di lesioni personali aggravate risulta formulata solo in capo al datore di lavoro (direttore di stabilimento) e al responsabile del servizio per la prevenzione e sicurezza (Rspp), mentre alla società è contestato l'illecito amministrativo dipendente da reato ai sensi dell'art. 25-*septies* d.lgs. n. 231 del 2001.

Ad inizio 2022, poi, è stato notificato agli imputati e ad Eni SpA ai sensi del d.lgs. n. 231 del 2001 il decreto di citazione diretta a giudizio. Il procedimento, alla chiusura dell'istruttoria di questa Sezione, pende nella fase dibattimentale.

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

### **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.

Ne sono sorti vari procedimenti amministrativi riuniti presso il TAR che, nell'ottobre 2012, ha accolto i ricorsi presentati dalle società presenti nel sito, in relazione alla rimozione di sedimenti della Rada e alla realizzazione del barrieramento fisico.

Nel settembre 2017, il Ministero 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 all'esito del quale è stato reso pubblico il relativo verbale. Il verbale, richiamando la diffida del 2017, ha confermato la tesi degli Enti sulla responsabilità delle aziende coinsediate per la contaminazione della Rada ed ha affermato un inadempimento alla citata diffida da parte delle società, comunicato anche alla Procura della Repubblica. D'intesa con tutte le altre società coinvolte si è proceduto all'impugnativa di tale verbale e ad ulteriori paralleli approfondimenti tecnici interni a scopo difensivo.

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, assieme ai consulenti tecnici incaricati, approfondimenti sulla tematica dello stato ambientale della Rada di Augusta. In gennaio 2021,

la Società, ricevuta comunicazione della indizione della seconda riunione della CdS istruttoria di pari oggetto alla prima fissata per il giorno 10 febbraio 2021, ha formulato richiesta di prendere parte anche ai lavori di tale seconda riunione e di poter visionare i documenti tecnici che sarebbero stati oggetto di trattazione; tuttavia, il Ministero ha ritenuto l'istanza non accoglibile.

Ad aprile 2021 il Ministero ha ritenuto di intervenire nel procedimento volto ad individuare le eventuali attività di bonifica da porre in essere nell'area in danno delle coinsediate, sulla base di presupposti, secondo la Società discutibili, quali la presunta inottemperanza delle aziende all'atto di diffida e messa in mora del 7 settembre 2017. La Società ha presentato ricorso e ha sollecitato il Libero Consorzio Comunale di Siracusa (LCCS) ad avviare l'iter di individuazione del soggetto responsabile dell'inquinamento; il Consorzio ha fornito riscontro nel giugno 2022, rinviando l'accertamento alla conclusione degli approfondimenti tecnici sulla contaminazione.

#### **Eni SpA - Eni Rewind SpA - Raffineria di Gela SpA - Ricorso per accertamento tecnico preventivo e giudizi di merito.**

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, di rigetto della 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.

Anche tale sentenza è stata appellata dalle controparti con udienza di costituzione fissata nel marzo 2022. La Corte di appello di Caltanissetta ha fissato per fine 2024 l'udienza per la precisazione delle conclusioni.

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

Dal 2008 è pendente un'azione risarcitoria d'anziché 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. La domanda è basata sulla censura di asserita "inerzia" di Eni Rewind nel dare esecuzione agli interventi ambientali. Tra il 2014 e il 2021, la società Eni e il Ministero dell'ambiente hanno cercato una chiusura transattiva del procedimento, senza però giungere a un accordo definitivo. Il giudice ha riavviato l'iter processuale con il deposito il 30 dicembre 2021 della consulenza tecnica definitiva dal CTU.

All'udienza del 24 febbraio 2022, a seguito di richiesta di deposito di documentazione sopravvenuta da parte attrice, il giudice ha disposto l'ammissione di una parte della documentazione ed ha trattenuto la causa in decisione. Con sentenza 1575/22 del 21 giugno 2022 il Tribunale di Genova ha respinto tutte le domande degli attori condannando le parti attrici a vario titolo a ricompensare alla società le spese di liti. In particolare, la sentenza esclude che Eni Rewind possa venire individuata quale successore a titolo universale di Enimont, allora proprietaria del sito di Cengio. Nell'ottobre 2022 il Ministero ha proposto appello avverso la sentenza. Eni Rewind si è costituita in giudizio in vista dell'udienza fissata per il 21 marzo 2023.

### **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.

A esito della fase dibattimentale, il Giudice ha trasmesso alle parti proposta di definizione conciliativa ponendo un termine alle parti per valutare la stessa e per presentare ulteriori proposte in merito. Le parti non hanno aderito alla proposta conciliativa. Nel corso dell'ultima udienza del 19.2.2021 il Giudice ha ritenuto la causa matura per la decisione e ha fissato l'udienza di precisazione delle conclusioni al 30.6.2023.

### **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 sono stati successivamente azionati presso le 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 ed i convenuti hanno, pertanto, presentato appello alla Corte d'Appello Federale (9th Circuit Court).

A maggio 2021 la Corte Suprema degli Stati Uniti ha rinviato 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 che, nell'aprile 2022, ha poi confermato il proprio precedente ordine di rinvio alle corti statali.

Con ordinanze del 30.6.2022 e del 31.08.2022, è stata concessa una sospensione fino al 24.11.2022, al fine della preparazione e deposito di una *petition for certiorari* alla Corte Suprema per l'ulteriore revisione della decisione. Nel rispetto di tale termine, in data 22.11.2022 i convenuti hanno presentato alla Corte Suprema la menzionata *petition for certiorari*, alla quale il 14.02.2023 ha fatto seguito il deposito di una ulteriore memoria a sostegno delle proprie posizioni. Indicativamente, nel marzo 2023 la Corte Suprema si pronuncerà sull'ammissibilità o meno del *certiorari* e, in caso di decisione positiva, entro ulteriori 6 mesi deciderà nel merito della questione. Ai sensi del

codice di procedura federale, l'ordine di rinvio alle Corti Statali rimarrà sospeso fino alla decisione della Corte Suprema nel rito e, se quest'ultima fosse positiva, la sospensione perdurerebbe fino alla decisione di merito.

### **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 sostanze chimiche (considerate altamente tossico-nocive e cancerogene). Le analisi svolte dalla Provincia di Vicenza con il diretto coinvolgimento dell'Istituto Superiore di Sanità hanno rivelato la presenza di PFAS nel sangue di circa 53.000 persone dell'area. L'azione di analisi e monitoraggio sanitario da parte degli enti risulta destinato ad incrementare.

Tra i responsabili del potenziale inquinamento, la Provincia ha individuato - 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 ulteriore responsabile della potenziale contaminazione 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 e sta svolgendo gli interventi ambientali e si è resa disponibile a eseguire – nell’ambito del progetto di MISO approvato – ulteriori interventi anti-inquinamento su base volontaria e senza con ciò prestare acquiescenza ai provvedimenti emanati dalla Provincia.

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

### **OPL 245 Nigeria.**

Si è concluso con sentenza di assoluzione perché il fatto non sussiste il procedimento penale pendente presso la Corte di appello di Milano avente ad oggetto un’ipotesi di corruzione internazionale per l’acquisizione nel 2011 del blocco esplorativo OPL 245 in Nigeria. Il procedimento verteva 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”.

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

## **6.3 Altri procedimenti penali**

### **Eni SpA (R&M) - Procedimenti penali accise sui carburanti.**

Si è concluso con sentenza di non doversi procedere per intervenuta prescrizione del reato il procedimento penale pendente presso il Tribunale di Roma ed avente ad oggetto la presunta evasione di accisa nell’ambito dell’attività di commercializzazione dei carburanti nel mercato della rete.

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.

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.

La Procura della Repubblica nel dicembre 2021 ha 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. Il procedimento, dopo essere stato trasmesso presso la Procura di Brescia per competenza territoriale è di recente tornato presso

la Procura di Milano. Sono stati emessi provvedimenti di archiviazione per Eni e i suoi manager apicali.

## **6.4 Contenziosi fiscali**

### **Eni S.p.A. - 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 4 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 con la risoluzione n. 3 del 1° giugno 2016 ha riconosciuto alle piattaforme petrolifere la qualificazione di impianti e conseguentemente l'esclusione dalla base imponibile disposta dalla legge predetta.

Sulla base di tale interpretazione Eni non ha versato alcuna IMU per gli anni 2016-2019. Tuttavia, la pronuncia del Dipartimento delle Finanze non è vincolante per gli enti locali cui compete il potere impositivo riconosciuto dalla stessa Corte di Cassazione e alcuni di questi hanno notificato avvisi di accertamento per le annualità 2016-2019. Contro tali avvisi la società ha presentato ricorso. Nonostante Eni ritenga che le piattaforme petrolifere ubicate nel mare territoriale debbano essere escluse dalla base imponibile dell'IMU, valutati i rischi di soccombenza nei contenziosi pendenti ha deciso di eseguire un accantonamento al fondo rischi, aggiornato nel corso del 2022 a fronte di nuove pretese delle amministrazioni comunali, il cui ammontare, pari a 60 milioni, esclude l'importo delle sanzioni poiché l'operato dell'Eni ha fatto affidamento sulla risoluzione amministrativa.

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. Tale norma ha quindi sancito la sussistenza del presupposto impositivo su tali manufatti.

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

Nel 2021, con l'attenuazione dell'emergenza sanitaria legata alla pandemia Covid-19, la ripartenza macroeconomica, progressivamente estesa dall'Asia ai paesi occidentali, ha trainato la domanda *oil&gas* globale, che, crescendo in tutte le aree, ha creato tensioni dal lato di un'offerta poco reattiva a causa di anni di bassi investimenti nel settore *upstream*, riproponendo in tutta la sua criticità il tema della sicurezza energetica. I prezzi degli idrocarburi hanno registrato una ripresa di ampie proporzioni, con le quotazioni del gas naturale ai massimi storici e a valori quadruplicati rispetto al 2020, mentre il prezzo del Brent è aumentato del 70 per cento.

La situazione rappresentata ha inciso, come si vedrà nel prosieguo, sui risultati della gestione 2021 di Eni e del Gruppo.

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

Il bilancio di esercizio 2021 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 11 maggio 2022.

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 e 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 S.p.A.

## 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 2021, posti a raffronto con quelli dell'anno precedente, con le relative variazioni percentuali.

**Tabella 19 - Stato patrimoniale - Eni S.p.A. - attivo**

1.4	31.12.2021	31.12.2020	Var. %
<b>ATTIVITA'</b>			
<b>Attività correnti</b>			
Disponibilità liquide ed equivalenti	6.629.940.550	8.111.215.941	(18,26)
Altre attività finanziarie destinate al <i>trading</i>	5.855.346.896	5.020.000.942	16,64
Altre attività finanziarie correnti	4.214.058.273	4.822.091.843	(12,61)
Crediti commerciali e altri crediti	12.991.813.160	3.755.913.387	245,90
Rimanenze	2.582.459.892	1.098.685.672	135,05
Attività per imposte sul reddito	22.351.676	22.138.940	0,96
Altre attività correnti	12.851.272.956	1.322.120.444	872,02
<b>Totale attività correnti</b>	<b>45.147.243.403</b>	<b>24.152.167.169</b>	<b>86,93</b>
<b>Attività non correnti</b>			
Immobili, impianti e macchinari	5.213.240.489	6.568.559.866	(20,63)
Diritto di utilizzo beni in <i>leasing</i>	1.691.231.011	1.888.129.130	(10,43)
Attività immateriali	246.634.467	100.610.608	145,14
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.103.550.042	993.584.286	11,07
Partecipazioni	56.010.121.022	46.854.796.677	19,54
Altre attività finanziarie	3.256.878.788	4.355.079.257	(25,22)
Attività per imposte anticipate	814.222.871	113.439.722	617,76
Attività per imposte sul reddito	77.665.001	77.577.010	0,11
Altre attività non correnti	2.056.552.186	909.664.462	126,08
<b>Totale attività non correnti</b>	<b>70.470.095.877</b>	<b>61.861.441.018</b>	<b>13,92</b>
<b>Attività destinate alla vendita</b>	<b>2.623.295</b>	<b>1.818.699</b>	<b>44,24</b>
<b>TOTALE ATTIVITA'</b>	<b>115.619.962.575</b>	<b>86.015.426.886</b>	<b>34,42</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 (6.630 mln) sono costituite, principalmente, da depositi in euro ed in moneta estera e risultano diminuite di 1.481 mln.

### *Altre attività finanziarie destinate al trading*

Le altre attività finanziarie destinate al *trading*, pari a 5.855 mln, in aumento di 835 mln rispetto al 2020, 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 1.398 mln (1.361 mln nel 2020).

### *Altre attività finanziarie correnti*

Le altre attività finanziarie correnti (-12,6 per cento rispetto al 2020) accolgono i crediti finanziari correnti strumentali all'attività operativa per 22 mln e i crediti finanziari correnti non strumentali all'attività operativa per 4.192 mln. Questi ultimi riguardano crediti a breve termine verso società controllate, in particolare verso Eni Global Energy Markets SpA (2.305 milioni), Versalis SpA (583 milioni), Raffineria di Gela SpA (290 milioni) e Eni New Energy SpA (541 milioni).

### *Crediti commerciali ed altri crediti*

Di seguito è esposto il dettaglio della voce crediti commerciali ed altri crediti, per complessivi 12.992 mln.

**Tabella 20 - Crediti commerciali e altri crediti**

	<i>(milioni di euro)</i>	
	<b>31.12.2021</b>	<b>31.12.2020</b>
Crediti commerciali	9.509	3.397
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	155	127
Anticipi al personale	23	27
Acconti per servizi e forniture	8	12
Crediti verso altri	3.297	193
<b>TOTALE</b>	<b>12.992</b>	<b>3.756</b>

Fonte: Eni

I crediti commerciali (9.509 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 (immutato rispetto al 31 dicembre 2020).

Al 31 dicembre 2021 sono state poste in essere operazioni di cessione *pro-soluto* di crediti commerciali con scadenza 2022 per 1.128 mln (557 mln nel 2020 con scadenza 2021). Le cessioni

riguardano crediti commerciali relativi a *Global Gas & LNG Portfolio* (839 mln), *Refining & Marketing* (261 mln) e *Power* (28 mln).

### ***Altre attività correnti***

Le altre attività correnti comprendono: il *fair value* su strumenti finanziari derivati per 12.603 mln, attività correnti relative ad altre imposte per 69 mln e altre attività correnti per 179 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 103 mln, di cui 62 milioni previsti oltre i 12 mesi (493 milioni al 31 dicembre 2020).

## **ATTIVITÀ NON CORRENTI**

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

Gli immobili, impianti e macchinari, pari a 5.213 mln, riguardano essenzialmente pozzi, impianti e macchinari E&P per 2.914 mln (2.684 mln nel 2020), immobilizzazioni in corso e acconti E&P per 583 mln (1.244 mln nel 2020), altri impianti e macchinari per 515 mln (820 mln nel 2020) e altre immobilizzazioni in corso e acconti per 528 mln (816 mln nel 2020).

Tale posta diminuisce di 1.356 mln per effetto, essenzialmente, del deconsolidamento di *Mozambique Rovuma Venture S.p.A.* (1.318 mln), degli ammortamenti (569 mln) e delle svalutazioni nette (485 mln), solo parzialmente compensati dagli investimenti (848 mln) e dalle altre variazioni e differenze di cambio da conversione (155 mln). Gli investimenti di 848 mln riguardano essenzialmente: la *Refining & Marketing* (422 mln), la *Exploration & Production* (404 mln), la *Corporate* (22 mln), principalmente per migliorie apportate alle sedi di proprietà o in locazione.

Nel 2021 sono state rilevate svalutazioni di impianti di raffinazione per circa 900 milioni, relative al valore di libro residuo delle raffinerie operate e di *joint operation* in Italia e in Europa in relazione al deterioramento dei flussi di cassa attesi dovuto al peggioramento dello scenario SERM (*Standard Eni Refining Margin*) e a maggiori oneri per l'acquisto di certificati emissivi; nonché il *write-off* degli investimenti di mantenimento e *asset integrity* relativi a CGU (*cash generating unit*) della R&M interamente svalutate in precedenti *reporting period*, delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (nel complesso circa 300 milioni);

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

L'importo della relativa posta, di 1.104 mln (994 mln nel 2020), ricomprende 2,3 mln di tonnellate di greggi e di prodotti petroliferi<sup>22</sup>. Le scorte d'obbligo aumentano di 110 mln per effetto principalmente della ripresa dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi.

### ***Attività immateriali***

Ammontano, al 31 dicembre 2021, a 247 mln e aumentano di 146 mln rispetto al 2020.

In particolare, concessioni, licenze, marchi e diritti simili, pari a 11 mln e riguardanti essenzialmente i diritti minerari relativi alle concessioni di giacimenti, restano invariate, mentre i diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno, pari a 53 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 12 mln rispetto al 2020. In aumento per 159 mln le "altre attività immateriali", che riguardano essenzialmente l'acquisto, effettuato nel corso dell'esercizio 2021, del 50 per cento dei diritti di liquefazione presso l'impianto di Damietta, acquisiti a seguito dell'operazione di cessione di Unión Fenosa Gas (154 milioni) e le "attività immateriali a vita utile definita", che passano da 84 a 231 mln nel 2021.

### ***Partecipazioni***

Di seguito vengono esposte le partecipazioni, ammontanti, al 31 dicembre 2021, a 56.010 mln, messe a raffronto con quelle al 31 dicembre 2020 pari a 46.855 mln.

---

<sup>22</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 21 - 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>45.652</b>	<b>1.193</b>	<b>10</b>	<b>46.855</b>
Deconsolidamento Società Oleodotti Meridionali-SOM SpA				
Acquisizioni e sottoscrizioni	8.055		90	8.145
Cessioni e conferimenti	(16)	(442)		(458)
Rami d'azienda	(2)			(2)
Rettifiche di valore	1.420	(310)		1.110
Valutazione al <i>fair value</i> con effetti a PN			1	1
Altre variazioni	4			4
Deconsolidamento Mozambique Rovuma Venture SpA		355		355
<b>Valore finale</b>	<b>55.113</b>	<b>796</b>	<b>101</b>	<b>56.010</b>
Valore finale lordo	69.436	1.576	101	71.113
Fondo svalutazione	14.323	780		15.103
<b>31.12.2019</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
Acquisizioni e sottoscrizioni	6.752	(2)		6.750
Cessioni e conferimenti				
Rami d'azienda				
Rettifiche di valore	(2.018)	(376)		(2.394)
Valutazione al <i>fair value</i> con effetti a PN			(8)	(8)
Altre variazioni	(59)	(3)		(62)
Deconsolidamento Mozambique Rovuma Venture SpA				
<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

Fonte: Eni

Le partecipazioni sono aumentate, nel 2021, di 9.155 mln; nella tabella che segue sono riportate le variazioni intervenute nell'esercizio 2021.

## Tabella 22 - Variazioni partecipazioni

(€ milioni)

<b>Partecipazioni al 31 dicembre 2020</b>	<b>46.855</b>
<b>Acquisizioni e sottoscrizioni</b>	<b>8.145</b>
- <b>Interventi sul capitale</b>	<b>7.929</b>
Eni Plenitude SpA Società Benefit (ex Eni gas e luce SpA Società Benefit)	3.300
Eni International BV	1.792
Eni Angola SpA	1.578
Eni Petroleum Co Inc	617
Versalis SpA	500
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	90
Eni Natural Energies SpA	41
GreenIT SpA	6
Agenzia Giomalistica Italia SpA	5
- <b>Acquisizioni</b>	<b>216</b>
Eni España Comercializadora de Gas SAU	114
Serfactoring SpA	12
Altre - Acconti	90
<b>Cessioni e Rimborsi</b>	<b>(458)</b>
- <b>Rimborsi di capitale</b>	
Eni West Africa SpA	(16)
- <b>Cessioni</b>	
Unión Fenosa Gas SA	(442)
<b>Rami d'azienda</b>	<b>(2)</b>
Eni Plenitude SpA Società Benefit (ex Eni gas e luce SpA Società Benefit)	32
Eni New Energy SpA	(29)
GreenIT SpA	(6)
EniProgetti SpA	1
<b>Rettifiche di valore</b>	<b>1.110</b>
- <b>Riprese di valore</b>	<b>2.275</b>
Eni Investments Plc	910
Eni Petroleum Co Inc	747
Eni Angola SpA	355
Unión Fenosa Gas SA	200
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	53
Floaters SpA	10
- <b>Svalutazioni</b>	<b>(1.165)</b>
Saipem SpA	(510)
Versalis SpA	(454)
Eni España Comercializadora de Gas SAU	(95)
Raffineria di Gela SpA	(34)
LNG Shipping SpA	(29)
EniProgetti SpA	(21)
Eni Mozambico SpA	(15)
EniServizi SpA	(3)
Società Petrolifera Italiana SpA	(1)
Servizi Aerei SpA	(1)
Eni Timor Leste SpA	(1)
Altre minori	(1)

Segue da pagina precedente

(€ milioni)	
<b>Valutazione al fair value con effetti a PN</b>	<b>1</b>
Interporto di Padova SpA	1
<b>Altre variazioni</b>	<b>4</b>
Eni Trading & Shipping SpA - in liquidazione	(325)
Eni Trade & Biofuels SpA	109
Eni Global Energy Markets SpA	216
Versalis SpA	1
Eni Plenitude SpA Società Benefit (ex Eni gas e luce SpA Società Benefit)	1
Altre	2
<b>Deconsolidamento Mozambique Rovuma Venture SpA</b>	<b>355</b>
<b>Partecipazioni al 31 dicembre 2021</b>	<b>56.010</b>

Fonte: Eni

### **Altre attività finanziarie**

Ammontano a 3.257 mln (4.355 mln nel 2020) e sono, per la gran parte, riconducibili a crediti finanziari strumentali all'attività operativa, per 4.214 mln (4.335 mln nel 2020) e riguardano essenzialmente i finanziamenti a lungo termine concessi alle società del Gruppo, in particolare verso Eni *Finance International SA* (2.445 mln) e Versalis SpA (739 mln).

### **Altre attività non correnti**

Le altre attività non correnti (2.056 mln) comprendono: il *fair value* su strumenti finanziari derivati per 1.906 mln, attività non correnti relative ad altre imposte e tasse per 2 mln e altre attività non correnti per 149 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 103 milioni.

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

La tabella che segue espone i dati relativi al passivo dello stato patrimoniale dell'esercizio 2021, riportati nell'elaborato contabile predisposto dalla Società, posti a confronto con l'esercizio precedente e le relative variazioni percentuali.

**Tabella 23 - Stato patrimoniale - Eni S.p.A. - passivo**

	31.12.2021	31.12.2020	Var. %
<b>PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO</b>			
<b>Passività correnti</b>			
Passività finanziarie a breve termine	5.865.832.996	3.929.488.904	49,28
Quote a breve di pass. fin. a lungo termine	1.554.576.291	1.848.002.204	-15,88
Quote a breve di pass. fin. per beni in <i>leasing</i>	382.795.296	422.865.118	-9,48
Debiti commerciali e altri debiti	9.521.008.110	4.153.295.991	129,24
Passività per imposte sul reddito correnti	116.693.415	4.192.107	2683,65
Altre passività correnti	16.304.620.664	2.614.236.326	523,69
<b>Totale passività correnti</b>	<b>33.745.526.772</b>	<b>12.972.080.650</b>	<b>160,14</b>
<b>Passività non correnti</b>			
Passività finanziarie a lungo termine	20.619.539.276	20.065.902.826	2,76
Passività per beni in <i>leasing</i> a lungo termine	1.939.272.866	2.157.524.259	-10,12
Fondi per rischi e oneri	4.991.702.544	4.890.082.308	2,08
Fondi per benefici ai dipendenti	393.240.086	376.262.838	4,51
Passività per imposte sul reddito	0	9.276.000	-100,00
Altre passività non correnti	2.892.166.428	837.504.979	245,33
<b>Totale passività non correnti</b>	<b>30.835.921.200</b>	<b>28.336.553.210</b>	<b>8,82</b>
<b>TOTALE PASSIVITA'</b>	<b>64.581.447.972</b>	<b>41.308.633.860</b>	<b>56,34</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 e strumenti rappresentativi di capitale	39.357.403.796	38.716.402.932	1,66
Azioni proprie	(957.944.863)	(581.047.644)	-64,87
Utile netto dell'esercizio	7.674.594.671	1.606.976.739	377,58
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO</b>	<b>51.038.514.603</b>	<b>44.706.793.026</b>	<b>14,16</b>
<b>TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO</b>	<b>115.619.962.575</b>	<b>86.015.426.886</b>	<b>34,42</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 5.866 mln (3.929 mln al 31 dicembre 2020) sono aumentate di 1.937 mln.

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

Vengono specificati nella tabella che segue:

**Tabella 24 - Debiti commerciali e altri debiti***(milioni di euro)*

	<b>31.12.2021</b>	<b>31.12.2020</b>
Debiti commerciali	8.770	3.475
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	48	39
Debiti per attività di investimento	210	122
Debiti verso altri	493	517
<b>TOTALE</b>	<b>9.521</b>	<b>4.153</b>

Fonte: Eni

I debiti commerciali, pari a 8.770 mln, riguardano principalmente debiti verso fornitori (3.832 mln), debiti verso imprese controllate (4.708 mln) e debiti verso imprese collegate, *joint venture* e altre di Gruppo (230 mln). I debiti verso altri, pari a 493 mln, riguardano: i debiti diversi verso il personale e gli istituti di previdenza sociale (257 mln); i debiti verso fornitori di gas, relativi agli importi da pagare a fronte dell'attivazione della clausola *take-or-pay* (185 mln); i debiti verso controllate partecipanti al consolidato fiscale (39 mln) per la remunerazione dei relativi imponibili negativi.

**Altre passività correnti**

Il totale delle altre passività correnti di esercizio (16.305 mln) include la voce "altre passività" per 15.683 mln, al netto delle altre passività per altre imposte, il cui dettaglio viene esposto nella tabella seguente.

**Tabella 25 - Altre passività correnti***(milioni di euro)*

	<b>31.12.2021</b>	<b>31.12.2020</b>
<i>Fair value</i> su strumenti finanziari derivati	15.220	1.247
Passività da contratti con clientela	425	747
Altre passività	38	32
<b>TOTALE</b>	<b>15.683</b>	<b>2.026</b>

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Il *fair value* degli strumenti finanziari derivati non di copertura, pari a 15.220 mln per i contratti derivati correnti (1.247 mln nel 2020), 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 originari. Più avanti

(tab. 31) 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 60 mln e 333 mln (62 mln e 393 mln nel 2020); (ii) gli anticipi a lungo termine ricevuti dalla Società *Oleodotti Meridionali SpA* per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto (391 milioni); (iii) i buoni carburante prepagati in circolazione per 242 milioni (226 milioni nel 2020).

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

(milioni di euro)

	31.12.2021				31.12.2020			
	Passività finanziarie a breve termine	Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale	Passività finanziarie a breve termine	Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale
Banche	115	274	4.334	<b>4.723</b>	186	748	3.132	<b>4.066</b>
Obbligazioni ordinarie		880	15.289	<b>16.169</b>		980	15.749	<b>16.729</b>
<i>Sustainability-Linked Bond</i>		2	996	<b>998</b>				
Obbligazioni convertibili		399		<b>399</b>			396	<b>396</b>
Altre	5.751			<b>5.751</b>	3.743	120	789	<b>4.652</b>
<b>TOTALE</b>	<b>5.866</b>	<b>1.555</b>	<b>20.619</b>	<b>28.040</b>	<b>3.929</b>	<b>1.848</b>	<b>20.066</b>	<b>25.843</b>

Fonte: Eni

I debiti verso banche di 4.723 mln, derivanti da finanziamenti (4.066 mln nel 2020), sono aumentati di 657 mln. Il tasso medio ponderato di interesse delle passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve, in essere al 31 dicembre 2021, è dell'1,40 per cento per quelle denominate in euro (1,60 per cento al 31 dicembre 2020) e del 4,48 per cento per quelle denominate in dollari (4,34 per cento al 31 dicembre 2020).

Al 31 dicembre 2021, Eni dispone di linee di credito a breve termine *uncommitted* non utilizzate per 6.207 mln (7.052 mln al 31 dicembre 2020). Eni dispone, altresì, di linee di credito a lungo termine *committed* non utilizzate per 2.835 mln (4.750 mln al 31 dicembre 2020).

**Tabella 27 - Prestiti obbligazionari al 31.12.2021**

(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	15	1.215	EUR	2025	3,75
- Euro Medium Term Notes	1.000	29	1.029	EUR	2029	3,625
- Euro Medium Term Notes	1.000	13	1.013	EUR	2023	3,25
- Euro Medium Term Notes	1.000	10	1.010	EUR	2026	1,5
- Euro Medium Term Notes	1.000	3	1.003	EUR	2030	0,625
- Euro Medium Term Notes	1.000	1	1.001	EUR	2026	1,25
- Euro Medium Term Notes	1.000	10	1.010	EUR	2031	2
- Euro Medium Term Notes	900	(1)	899	EUR	2024	0,625
- Euro Medium Term Notes	800	1	801	EUR	2028	1,625
- Euro Medium Term Notes	750	11	761	EUR	2024	1,75
- Euro Medium Term Notes	750	7	757	EUR	2027	1,5
- Euro Medium Term Notes	700	3	703	EUR	2022	0,75
- Euro Medium Term Notes	650	4	654	EUR	2025	1
- Euro Medium Term Notes	600	(3)	597	EUR	2028	1,125
- Euro Medium Term Notes	750	(4)	746	EUR	2034	1
- Bond US	883	7	890	USD	2023	4
- Bond US	883	4	887	USD	2028	4,75
- Bond US	309	1	310	USD	2040	5,7
- Bond US	883		883	USD	2029	4,25
	<b>16.058</b>	<b>111</b>	<b>16.169</b>			
<b>Sustainability-Linked Bond</b>	<b>1.000</b>	<b>(2)</b>	<b>998</b>	<b>EUR</b>	<b>2028</b>	<b>0,375</b>
<b>Obbligazioni convertibili:</b>						
- Bond convertibile equity linked	<b>400</b>	<b>(1)</b>	<b>399</b>	<b>EUR</b>	<b>2022</b>	

\* Euro MTN Programme è uno strumento finalizzato all'emissione di prestiti obbligazionari. Al 31 dicembre 2021 il programma risulta utilizzato per circa 16,4 mld (di cui Eni SpA 14,1 mld).

Fonte: Eni

Nel corso dell'esercizio 2021 Eni, nell'ambito del programma di Euro Medium-Term Notes, ha emesso *sustainability-linked bond* (per un ammontare nominale complessivo di 1 miliardo di

euro), le cui obbligazioni sono collegate al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità. Gli obiettivi di sostenibilità riguardano: (i) *Net Carbon Footprint upstream* (emissioni GHG *Scope 1 + Scope 2*) inferiori o uguali a 7,4 milioni di tonnellate di CO2 equivalenti entro il 2024; (ii) capacità installata da fonti rinnovabili di 5 GW entro il 2025. Nel caso di mancato raggiungimento di uno dei due obiettivi, gli accordi prevedono un incremento del tasso di interesse.

L'incremento dell'indebitamento finanziario netto di 3.192 mln (da 10.493 mln a 13.685 mln) è dovuto essenzialmente: (i) agli investimenti in partecipazioni per effetto degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate (8.145 milioni); (ii) al pagamento del dividendo residuo dell'esercizio 2020 di 0,24 euro per azione (854 milioni) e dal pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2021, a valere sulle riserve disponibili, di 0,43 per azione (1.504 milioni); (iii) agli investimenti tecnici (1.036 milioni); (iv) all'acquisto di azioni proprie (400 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente compensati: (i) dal flusso di cassa netto positivo da attività operativa (4.274 milioni), in particolare per i dividendi incassati da società controllate (2.893 milioni); (ii) dai disinvestimenti dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa netti (1.286 milioni); (iii) dal flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue (1.924 milioni); (iv) dal deconsolidamento al 31 dicembre 2021 del debito della Mozambique Rovuma Venture SpA (981 milioni) a seguito della modifica della qualificazione della partecipata da *joint operation* a *joint venture*.

Eni ha aggiornato lo schema dell'indebitamento finanziario netto sulla base delle indicazioni della Consob, che ha richiesto nuove voci o nuove aggregazioni di voci esistenti.

**Tabella 28 - Indebitamento finanziario netto***(milioni di euro)*

	<b>31.12.2021</b>	<b>31.12.2020</b>
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	1.310	1.349
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	5.320	6.762
C. Altre attività finanziarie correnti	10.047	9.819
<b>D. Liquidità (A+B+C)</b>	<b>16.677</b>	<b>17.930</b>
E. Debito finanziario corrente	7.147	4.909
F. Quota corrente del debito finanziario non corrente	657	1.291
<b>G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)</b>	<b>7.804</b>	<b>6.200</b>
<b>H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)</b>	<b>(8.873)</b>	<b>(11.730)</b>
I. Debito finanziario non corrente	6.273	6.078
J. Strumenti di debito	16.285	16.145
K. Debiti commerciali e altri debiti		
<b>L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)</b>	<b>22.558</b>	<b>22.223</b>
<b>M. Totale Indebitamento finanziario (H+L)</b>	<b>13.685</b>	<b>10.493</b>

Fonte: Eni

**Fondi per rischi ed oneri**

La posta, di 4.992 mln (4.890 mln nel 2020), si riferisce principalmente al fondo smantellamento e ripristino siti e *social project* (3.137 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 (679 mln), al fondo oneri per contratti onerosi (431 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 (475 mln).

**Fondi per benefici ai dipendenti**

Al 31 dicembre 2021 ammontano a 393 mln (376 mln nel 2020) ed afferiscono, principalmente, al trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato (133 mln).

**Altre passività non correnti**

Se ne espone il dettaglio nella tabella seguente.

**Tabella 29 - Altre passività non correnti***(milioni di euro)*

	31.12.2021	31.12.2020
	Non correnti	Non correnti
<i>Fair value</i> su strumenti finanziari derivati	1.866	387
Passività da contratti con clientela	724	393
Altre passività	302	59
<b>TOTALE</b>	<b>2.892</b>	<b>839</b>

*Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni*

Tale posta aumenta passando da 839 mln del 2020 a 2.892 mln del 2021, in conseguenza, principalmente, dell'aumento del *fair value* su strumenti finanziari derivati (+1.479 mln) e delle passività da contratti con la clientela (+331 mln) e delle altre passività (+243 mln).

**PATRIMONIO NETTO**

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

**Tabella 30 - Patrimonio netto**

(milioni di euro)

	31.12.2021	31.12.2020	Var. %
Capitale sociale	4.005	4.005	-
Riserva legale	959	959	-
Azioni proprie acquistate	(958)	(581)	(64,87)
Riserva azioni proprie in portafoglio	958	581	64,87
Altre riserve di capitale:	10.368	10.368	-
<i>Riserve di rivalutazione:</i>	9.927	9.927	-
- Legge n. 576/1975	1	1	-
- Legge n. 72/1983	3	3	-
- Legge n. 408/1990	2	2	-
- Legge n. 413/1991	39	39	-
- Legge n. 342/2000	9.839	9.839	-
- Legge n. 448/2001	43	43	-
Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993	378	378	-
Riserva conferimenti Leggi n.730/1983, 749/1985, 41/1986	63	63	-
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(531)	10	(5.410,00)
Riserva fair value partecipazioni minoritarie	(11)	(12)	8,33
Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(56)	(59)	5,08
Riserva IFRS 10 e 11	(2)	263	(100,76)
Altre riserve:	23.632	24.995	(5,45)
<i>Riserve di utili:</i>	23.610	24.977	(5,47)
- Riserva disponibile	22.468	23.835	(5,74)
- Riserva da avanzo di fusione	636	636	-
- Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	412	412	-
- Riserva art.14 Legge n. 342/2000	74	74	-
- Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983	19	19	-
- Riserva art.13 d.lgs. n. 124/1993	1	1	-
Riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario	22	18	22,22
Obbligazioni subordinate perpetue	5.000	3.000	66,67
Acconto sui dividendi		(429)	100,00
Utile dell'esercizio	7.675	1.607	377,60
<b>Patrimonio netto</b>	<b>51.039</b>	<b>44.707</b>	<b>14,16</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 2021, 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>23</sup>.

▪ "Azioni proprie acquistate"

Il 12 maggio 2021, l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni S.p.A. ha deliberato l'annullamento di n. 28.590.482 azioni proprie per un controvalore complessivo di 400 mln. Al 31 dicembre 2021, le azioni proprie acquistate ammontano a 958 milioni (581 milioni al 31 dicembre 2020), e sono rappresentate da 65.838.173 azioni ordinarie. L'Assemblea, nelle sedute del 13 aprile 2017 e del 13 maggio 2020, ha approvato i Piani di incentivazione di lungo termine 2017-2019 e 2020-2022, conferendo al Consiglio di amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione dei Piani e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2017-2019 e di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022.

▪ "Riserva per acquisto azioni proprie"

La riserva azioni proprie in portafoglio di 958 mln (581 mln al 31 dicembre 2020) è a fronte del valore di iscrizione 65.838.173 azioni ordinarie acquistate fino al 31 dicembre 2021 in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti mediante l'utilizzo di altre riserve disponibili. La riserva risulta indisponibile fintanto che le azioni proprie saranno in portafoglio.

▪ "Altre riserve di capitale"

Le altre riserve di capitale, 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>24</sup>.

▪ "Altre riserve di utili disponibili"

Le altre riserve di utili disponibili, di 23.610 mln, riguardano, prevalentemente, la "riserva disponibile", di 22.468 mln.

Il patrimonio netto di Eni risulta pari a 51.039 mln, in aumento del 14,2 per cento rispetto al 2020 (esercizio in cui era pari a 44.707 mln).

La tabella che segue mostra il dettaglio della variazione del patrimonio netto rispetto al valore

---

<sup>23</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>24</sup> Leggi 730/1983, 749/1985 e 41/1986.

dello stesso al 31 dicembre 2020, ponendo a raffronto le ragioni di incremento e di decremento dello stesso.

**Tabella 31 - Variazione del patrimonio netto**

(milioni di euro)

<b>Patrimonio netto al 31 dicembre 2020</b>		<b>44.707</b>
<b><i>Incremento per:</i></b>		
Utile netto	7.675	
Emissioni (Rimborsi) nette di obbligazioni subordinate perpetue	2.000	
Differenze cambio da conversione <i>Joint Operation</i>	26	
Piano incentivazione a lungo termine	16	
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	3	
Variazione fair value partecipazioni valutate al <i>fair value</i> con effetti ad OCI	1	
Altri incrementi	18	
		<b>9.739</b>
<b><i>Decremento per:</i></b>		
Acconto sul dividendo 2021	(1.533)	
Distribuzione saldo dividendo 2020	(857)	
Variazione <i>fair value</i> strumenti finanziari derivati <i>cash flow hedge</i> al netto dell'effetto fiscale	(541)	
Acquisto azioni proprie	(400)	
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(61)	
Costi emissioni obbligazioni subordinate perpetue	(15)	
		<b>(3.407)</b>
<b>Patrimonio netto al 31 dicembre 2021</b>		<b>51.039</b>

Fonte: Eni

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

**Tabella 32 - Strumenti finanziari derivati e *hedge accounting***

(milioni di euro)

	31.12.2021		31.12.2020	
	<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>	127	40	130	170
- <i>Outright</i>	17	14	12	13
- <i>Interest currency swap</i>	37	32	131	121
	<b>181</b>	<b>86</b>	<b>273</b>	<b>304</b>
<i>Contratti su interessi</i>				
- <i>Interest rate swap</i>	53	53	95	88
	<b>53</b>	<b>53</b>	<b>95</b>	<b>88</b>
<i>Contratti su merci</i>				
- <i>Over the counter</i>	13.879	15.787	793	1.148
- <i>Future</i>	5	3	2	
- Altri		55	5	
	<b>13.884</b>	<b>15.845</b>	<b>800</b>	<b>1.148</b>
<b>Totale contratti derivati non di copertura</b>	<b>14.118</b>	<b>15.984</b>	<b>1.168</b>	<b>1.540</b>
<b>Contratti derivati <i>cash flow hedge</i></b>				
- <i>Over the counter</i>	391	1.102	177	92
	<b>391</b>	<b>1.102</b>	<b>177</b>	<b>92</b>
<b>Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili</b>			<b>2</b>	<b>2</b>
<b>Totale contratti derivati</b>	<b>14.509</b>	<b>17.086</b>	<b>1.347</b>	<b>1.634</b>
Di cui:				
- correnti	12.603	15.220	1.009	1.247
- non correnti	1.906	1.866	338	387

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 2021 riportati nell'elaborato contabile predisposto dalla Società, posti a raffronto con l'esercizio 2020.

**Tabella 33 - Conto economico - Eni S.p.A.**

	2021	2020	Var. ass.
<b>RICAVI</b>			
Ricavi della gestione caratteristica	38.248.492.636	18.017.275.217	20.231.217.419
Altri ricavi e proventi	474.123.441	405.211.908	68.911.533
<b>Totale ricavi</b>	<b>38.722.616.077</b>	<b>18.422.487.125</b>	<b>20.300.128.952</b>
<b>COSTI OPERATIVI</b>			
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	33.127.031.035	18.396.881.872	14.730.149.163
Svalutazioni (riprese di valore nette) di crediti commerciali e altri crediti	76.931.805	9.745.436	67.186.369
Costo lavoro	1.285.933.456	1.238.076.683	47.856.773
Altri oneri (proventi) operativi	2.278.104.747	175.744.436	2.102.360.311
Ammortamenti	930.295.323	1.013.552.241	(83.256.918)
Svalutazioni (riprese di valore nette) di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo di beni in <i>leasing</i>	454.695.559	1.573.456.339	(1.118.760.780)
Radiazioni	949.128	124.003	825.125
<b>Totale costi operativi</b>	<b>38.153.941.053</b>	<b>22.407.581.010</b>	<b>15.746.360.043</b>
<b>UTILE (PERDITA) OPERATIVO</b>	<b>568.675.024</b>	<b>(3.985.093.885)</b>	<b>4.553.768.909</b>
<b>PROVENTI (ONERI) FINANZIARI</b>			
Proventi finanziari	2.049.356.799	2.212.522.760	(163.165.961)
Oneri finanziari	2.065.954.646	2.748.914.676	(682.960.030)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al <i>trading</i>	11.142.441	26.124.850	(14.982.409)
Strumenti finanziari derivati	(201.390.025)	210.774.295	(412.164.320)
<b>Totale proventi (oneri) finanziari</b>	<b>(206.845.431)</b>	<b>(299.492.771)</b>	<b>92.647.340</b>
<b>PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI</b>	<b>6.917.670.692</b>	<b>6.519.070.297</b>	<b>398.600.395</b>
<b>UTILE ANTE IMPOSTE - <i>Continuing operations</i></b>	<b>7.279.500.285</b>	<b>2.234.483.641</b>	<b>5.045.016.644</b>
Imposte sul reddito	395.094.386	(627.506.902)	1.022.601.288
<b>UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO</b>	<b>7.674.594.671</b>	<b>1.606.976.739</b>	<b>6.067.617.932</b>

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Nel 2021 l'utile netto di 7.675 mln è aumentato di 6.068 mln rispetto al 2020.

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 2021 i ricavi della gestione caratteristica (ossia i ricavi delle vendite e delle prestazioni) si sostanziano in 38.248 mln e sono aumentati di 20.231 mln rispetto al 2020 (in cui erano di 18.017 mln).

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

**Tabella 34 - Ricavi della gestione caratteristica**

	<i>(milioni di euro)</i>	
	<b>2021</b>	<b>2020</b>
Prodotti Petroliferi	13.674	8.348
Gas naturale e GPL	15.339	5.113
Energia elettrica e <i>utility</i>	3.883	1.793
GNL	3.196	814
Greggi	731	448
Gestione sviluppo sistemi informatici	109	96
Vettoriamento gas su tratte estere	46	63
Altre vendite e prestazioni	1.280	1.345
<b>Totale</b>	<b>38.258</b>	<b>18.020</b>
<b>Variazioni dei lavori in corso su ordinazione</b>	<b>(9)</b>	<b>(3)</b>
<b>Totale</b>	<b>38.249</b>	<b>18.017</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 riguardano, invece, 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, infine, principalmente le prestazioni tecniche e di assistenza svolte dalla E&P nell'interesse di imprese controllate e altre imprese.

I ricavi *Exploration & Production* (2.198 mln) aumentano di 689 mln, pari al 45,7 per cento, a seguito essenzialmente dell'aumento dei prezzi di vendita del greggio e del gas, parzialmente compensati da una diminuzione di idrocarburi prodotti, pari a -23,2 migliaia di boe/giorno.

I ricavi *Global Gas & LNG Portfolio* (18.374 milioni) si incrementano di 12.672 milioni a seguito, principalmente, delle vendite di gas nei mercati europei e delle maggiori vendite di GNL nonché per effetto dello scenario energetico legato ai prezzi del gas.

I ricavi *Refining & Marketing* (15.505 milioni) si incrementano di 5.811 milioni, pari al 59,9 per cento, a seguito essenzialmente dell'aumento dei prezzi dei prodotti petroliferi e dei volumi venduti, trainati dalla ripresa dei consumi.

I ricavi *Power & Renewables* (4.089 milioni) si incrementano di 2.151 milioni a seguito dello scenario prezzi in forte crescita e dei maggiori volumi commercializzati presso la borsa elettrica.

I ricavi della *Corporate* (976 milioni) sono sostanzialmente in linea con l'esercizio 2020.

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

Gli altri ricavi e proventi, pari a 474 mln (405 mln nel 2020) aumentano di 69 mln.

## **COSTI OPERATIVI**

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

La posta, di 33.127 mln, è aumentata, nell'esercizio in esame, di 14.730 mln – come evidenzia l'analisi riportata nel bilancio – a seguito, particolarmente, dell'aumento del costo delle materie prime.

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

Il costo del lavoro, pari a 1.286 mln nel 2021, ha registrato un lieve incremento rispetto al 2020 (+3,9 per cento), come spiegato nel terzo capitolo.

### ***Altri oneri operativi***

Gli altri oneri operativi netti, che si sostanziano in 2.278 mln (176 mln nel 2020), riguardano essenzialmente la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al regolamento e alla valutazione al *fair value* degli strumenti finanziari derivati su *commodity*, in parte privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'*hedge accounting*.

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

La somma di ammortamenti e svalutazioni nette di attività materiali, ammontante a 1.385 mln, è diminuita di 1.202 mln. Sulla base dello scenario adottato ai fini della definizione del piano industriale e il rafforzamento dei prezzi degli idrocarburi attesi nel breve-medio termine, il *management* ha rilevato delle parziali riprese di valore delle CGU, svalutate nel precedente bilancio, in particolare per l'aumento dei prezzi del gas. Le riprese di valore hanno riguardato giacimenti a gas in Italia per 481 milioni. Il tasso di attualizzazione *post-tax* è del 1,68 per cento, che si ridetermina in 6,5 per cento *pre-tax*. Le riprese di valore nette dei diritti di utilizzo beni in *leasing* (37 milioni) hanno riguardato principalmente il *Power*.

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

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

**Tabella 35 - Proventi e oneri finanziari**

	<i>(milioni di euro)</i>	
	<b>2021</b>	<b>2020</b>
<b>Proventi (oneri) finanziari:</b>		
Proventi finanziari	2.049	2.213
Oneri finanziari	(2.066)	(2.749)
Proventi (oneri) su attività finanziarie destinate al <i>trading</i>	11	26
<b>Totale</b>	<b>(6)</b>	<b>(510)</b>
Strumenti finanziari derivati	(201)	211
<b>Totale</b>	<b>(207)</b>	<b>(299)</b>

Fonte: Eni

Il saldo negativo di 207 mln comprende gli oneri netti su strumenti finanziari derivati su valute e su tassi di interesse per -201 mln (+211 mln nel 2020) 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.

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

I proventi netti su partecipazioni, ammontati nel 2021 a 6.918 mln, aumentano di 399 mln a seguito essenzialmente dell'incremento degli "altri proventi", riferiti a riprese di valore, in particolare di Eni Investments Plc (910 milioni), Eni Petroleum Co Inc (747 milioni), Eni Angola SpA (355 milioni) e Unión Fenosa Gas SA (200 milioni). In miglioramento risulta la voce "svalutazioni e altri oneri", che passa da -2.400 milioni a -1.390 milioni.

**Tabella 36 - Proventi netti su partecipazioni**

	<i>(milioni di euro)</i>	
	<b>2021</b>	<b>2020</b>
Dividendi	6.006	8.914
Plusvalenze nette da vendite	21	
Altri proventi	2.281	5
<b>Totale proventi</b>	<b>8.308</b>	<b>8.919</b>
Svalutazioni e altri oneri	(1.390)	(2.400)
<b>Totale</b>	<b>6.918</b>	<b>6.519</b>

Fonte: Eni

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

**Tabella 37 - Dettaglio proventi su partecipazioni**
*(milioni di euro)*

	2021	2020
<b>Dividendi</b>		
Eni International BV	5.225	7.990
Eni Plenitude SpA Società Benefit (ex Eni gas e luce SpA Società Benefit)	185	150
EniPower SpA	164	92
Eni Global Energy Markets SpA	145	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	70	157
Eni Insurance DAC	57	65
Eni Trade & Biofuels SpA	56	
Ecofuel SpA	24	30
Raffineria di Gela SpA	19	
Transmediterranean Pipeline Ltd	18	8
Eni Finance International SA	11	29
Eni International Resources Ltd	9	24
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	8	
Norpipe Terminal Holdco Ltd	5	4
Transmed SpA	4	5
Eni Fuel SpA	4	3
LNG Shipping SpA	2	6
Eni Trading & Shipping SpA - in liquidazione		186
Eni Angola SpA		134
Floaters SpA		28
Saipem SpA		3
	<b>6.006</b>	<b>8.914</b>
<b>Plusvalenze nette da vendite</b>		
Unión Fenosa Gas SA	21	
	<b>21</b>	
<b>Altri proventi</b>		
Ripresa di valore Eni Investments Plc	910	
Ripresa di valore Eni Petroleum Co Inc	747	
Ripresa di valore Eni Angola SpA	355	
Ripresa di valore Unión Fenosa Gas SA	200	
Ripresa di valore Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	53	
Ripresa di valore Floaters SpA	10	
Utilizzo Fondo copertura perdite Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	6	
Altri proventi		5
	<b>2.281</b>	<b>5</b>
<b>Totale proventi</b>	<b>8.308</b>	<b>8.919</b>

*Fonte: Eni*

**Tabella 38 - Dettaglio svalutazioni e altri oneri**

(milioni di euro)

	2021	2020
<b>Svalutazioni</b>		
Saipem SpA	510	291
Versalis SpA	454	471
Eni España Comercializadora de Gas SAU	95	
LNG Shipping SpA	29	12
Raffineria di Gela SpA	34	
EniProgetti SpA	21	17
Eni Mozambico SpA	15	9
EniServizi SpA	3	2
Servizi Aerei SpA	1	12
Società Petrolifera Italiana SpA	1	1
Eni Timor Leste SpA	1	
Eni Investments Plc		620
Eni Petroleum Co Inc		457
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		213
Eni Rewind SpA		190
Unión Fenosa Gas SA		85
Agenzia Giornalistica Italia SpA		6
Eni New Energy SpA		6
Eni West Africa SpA		1
Altre minori	1	1
<b>Totale</b>	<b>1.165</b>	<b>2.394</b>
<b>Altri oneri</b>		
Perdite su partecipazione Eni Rewind SpA	209	
Perdite su partecipazione EniProgetti SpA	9	
Perdite su partecipazione Raffineria di Gela SpA	4	
Perdite su partecipazione Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		6
Altri oneri	3	
	<b>225</b>	<b>6</b>
<b>Totale oneri</b>	<b>1.390</b>	<b>2.400</b>

Fonte: Eni

### **Imposte**

Di seguito si fornisce il dettaglio delle imposte.

**Tabella 39 - Imposte sul reddito**

(milioni di euro)

	2021	2020
IRES	(1)	66
IRAP	(19)	(2)
Addizionale Legge n. 7/09	(97)	
<b>Totale imposte correnti</b>	<b>(117)</b>	<b>64</b>
Imposte differite	4	(76)
Imposte anticipate	473	(660)
<b>Totale imposte differite e anticipate</b>	<b>477</b>	<b>(736)</b>
<b>Totale imposte estere</b>	<b>(6)</b>	<b>(13)</b>
<b>Totale imposte sul reddito di Eni SpA</b>	<b>354</b>	<b>(685)</b>
Imposte correnti relative alla <i>joint operation</i>	(2)	(2)
Imposte anticipate (differite) relative alla <i>joint operation</i>	43	59
<b>Totale imposte sul reddito <i>joint operation</i></b>	<b>41</b>	<b>57</b>
<b>Totale</b>	<b>395</b>	<b>(628)</b>

Fonte: Eni

Le imposte, positive per 395 mln, diminuiscono di 1.023 mln e sono costituite da imposte sul reddito di Eni SpA, positive per 354 mln, e da imposte sul reddito, anch'esse positive, relative alle società in *joint operation* per 41 mln. Le minori imposte sul reddito sono dovute al fatto che, nel 2020, vennero operate svalutazioni di imposte anticipate in relazione alla previsione della loro recuperabilità.

#### UTILE DELL'ESERCIZIO

L'utile netto di 7.675 mln si incrementa di 6.068 mln (1.607 mln nel 2020) per effetto, essenzialmente, del miglioramento del risultato operativo (+4.554 mln), del migliore risultato finanziario (+92 mln), dei maggiori proventi su partecipazioni (+399 mln) e di minori imposte per 1.023 mln.

Il miglioramento del risultato operativo è riferibile essenzialmente: (i) alla linea di *business* R&M (+1.933 mln) per l'effetto positivo della valutazione delle scorte, delle minori svalutazioni da *impairment* degli impianti di raffinazione che, in entrambi i periodi a confronto, hanno risentito del deterioramento dei flussi di cassa attesi per effetto del peggioramento dello scenario SERM e dei maggiori oneri per l'acquisto di certificati emissivi; (ii) alla linea di *business* E&P (+1.692 mln), in conseguenza principalmente dell'aumento dei prezzi di vendita del greggio e del gas, delle riprese di valore operate sugli asset di Falconara, Rubicone, Casalborsetti e Fano pari a 481 milioni (nel 2020 erano state operate svalutazioni pari a 365

milioni) e ai minori costi operativi; (iii) alla linea di business *Global Gas & LNG Portfolio* (+999 mln), a seguito delle attività di ottimizzazione del portafoglio e di rinegoziazione dei contratti che hanno permesso di beneficiare della fase di estrema volatilità del mercato sia gas sia GNL.

#### **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 2021 posto a confronto con l’esercizio precedente.

**Tabella 40 - Rendiconto finanziario - Eni S.p.A.**
*(dati in milioni)*

	2021	2020	Var. ass.
<b>Utile netto dell'esercizio</b>	<b>7.675</b>	<b>1.607</b>	<b>6.068</b>
<b>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</b>			
Ammortamenti	930	1.013	(83)
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in <i>leasing</i>	455	1.573	(1.118)
Radiazioni	1		1
Svalutazioni (rivalutazioni) partecipazioni	(894)	2.395	(3.289)
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(23)	(7)	(16)
Dividendi	(6.006)	(8.914)	(2.908)
Interessi attivi	(176)	(204)	28
Interessi passivi	520	550	(30)
Imposte sul reddito	(395)	628	(1.023)
Altre variazioni	(63)	3	(66)
Flusso di cassa del capitale di esercizio	(401)	1.185	(1.586)
- rimanenze	(1.602)	966	(2.568)
- crediti commerciali	(6.097)	1.033	(7.130)
- debiti commerciali	5.283	(1.236)	6.519
- fondi per rischi e oneri	(170)	113	(283)
- altre attività e passività	2.185	309	1.876
Variazione fondo benefici per i dipendenti	63	5	58
Dividendi incassati	2.893	8.853	(5.960)
Interessi incassati	179	210	(31)
Interessi pagati	(517)	(533)	16
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti di imposta rimborsati	33	62	(29)
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>	<b>4.274</b>	<b>8.426</b>	<b>(4.152)</b>
<b>- di cui flusso di cassa netto da attività operativa verso parti correlate</b>	<b>3.330</b>	<b>(631)</b>	<b>3.961</b>
Flusso di cassa degli investimenti	(9.361)	(8.045)	(1.316)
- attività materiali	(848)	(791)	(57)
- attività immateriali	(188)	(21)	(167)
- partecipazioni	(8.145)	(6.752)	(1.393)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(293)	(404)	111
- variazione debiti netti relativi all'attività di investimento	113	(77)	190
Flusso di cassa dei disinvestimenti	2.063	208	1.855
- attività materiali	5	9	(4)
- partecipazioni	479	2	477
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	1.579	193	1.386
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		4	(4)
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(110)	778	(888)
<b>Flusso di cassa netto da attività di investimento</b>	<b>(7.408)</b>	<b>(7.059)</b>	<b>(349)</b>
<b>- di cui flusso verso parti correlate</b>	<b>1.828</b>	<b>(485)</b>	<b>2.313</b>
Assunzione (rimborsi) di debiti finanziari non correnti	955	2.020	(1.065)
Rimborso di passività per beni in <i>leasing</i>	(374)	(337)	(37)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	1.933	(699)	2.632
Dividendi pagati	(2.358)	(1.965)	(393)
Acquisto azioni proprie	(400)		(400)

Emissione di obbligazioni subordinate perpetue	1.985	2.975	(990)
Pagamenti di cedole relative ad obbligazioni subordinate perpetue	(61)		(61)
<b>Flusso di cassa netto da attività di finanziamento</b>	<b>1.680</b>	<b>1.994</b>	<b>(314)</b>
<i>- di cui verso parti correlate</i>	<i>802</i>	<i>(687)</i>	<i>1.489</i>
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(27)	(2)	(25)
<b>Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti</b>	<b>(1.481)</b>	<b>3.359</b>	<b>(4.840)</b>
<b>Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio</b>	<b>8.111</b>	<b>4.752</b>	<b>3.359</b>
<b>Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio</b>	<b>6.630</b>	<b>8.111</b>	<b>(1.481)</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 2021, un decremento di 1.481 milioni delle disponibilità liquide, che si portano da 8.111 milioni di inizio periodo a 6.630 milioni di fine periodo. Tale variazione è attribuibile, da una parte, al decremento del flusso finanziario dell'attività operativa per 4.152 milioni, derivante dalla maggiore svalutazione delle partecipazioni (-3.289 milioni), del flusso di cassa del capitale di esercizio (-1.586 milioni) e dei minori dividendi incassati (-5.960 milioni), dall'altra, al minore flusso di cassa netto da attività di finanziamento, diminuito di 314 milioni, a causa, per gran parte, del minor volume di debiti finanziari non correnti (-1.065 milioni) e di obbligazioni subordinate (-990 milioni), oltre che dell'acquisto di azioni proprie per 400 milioni.

## 8. BILANCIO CONSOLIDATO DEL GRUPPO ENI

### 8.1 Sintesi dei risultati del Gruppo nell'esercizio 2021

Nel corso del 2021, l'attività economica globale ha fatto registrare un progressivo recupero, grazie all'attenuazione degli effetti della pandemia legata al Covid-19, in virtù dell'efficacia della campagna vaccinale in particolare nei paesi OCSE e delle altre misure di contenimento del virus che hanno consentito la graduale riapertura dell'economia e l'aumento della mobilità delle persone. Determinanti sono state, altresì, le politiche monetarie espansive adottate dalle banche centrali e le imponenti misure di stimolo fiscale varate dagli Stati, che hanno sostenuto i consumi e gli investimenti.

In tale ambito, la domanda d'idrocarburi e i prezzi delle materie prime, che sono il principale *driver* dei risultati finanziari di Gruppo, hanno registrato un recupero significativo. La domanda energetica globale si è dapprima stabilizzata, per poi accelerare nell'ultimo trimestre dell'anno, trainata dal consolidamento della ripresa economica, determinando il rimbalzo del prezzo del petrolio aumentato del 70 per cento rispetto al 2020 a circa 71 \$/barile in media annua, mentre i prezzi del gas hanno registrato aumenti esponenziali a causa delle incertezze sui flussi di approvvigionamento dalla Federazione Russa.

Questi andamenti sono alla base del forte recupero di redditività nei settori E&P e GGP e delle solide *performance* della chimica, trainata dalla ripresa della domanda di *commodity*, e dei *business* di Plenitude.

Gli effetti della pandemia hanno continuato a pesare sul *business* R&M a causa della lenta ripresa del traffico aereo internazionale e della conseguente debole domanda di *jet fuel*.

Nel complesso, il 2021 ha visto il significativo rimbalzo dei risultati consolidati, che chiudono con un utile di 5,82 miliardi rispetto alla perdita di 8,64 miliardi nel 2020 e un flusso di cassa operativo di 12,86 miliardi cresciuto di circa 8 miliardi rispetto al 2020.

Il risultato ottenuto, tornato sui livelli pre-Covid, ha beneficiato della crescita di proporzioni rilevanti dell'utile operativo a 12.341 milioni rispetto alla perdita operativa di 3.275 milioni del 2020, impattato dalle misure di *lockdown* per contenere la diffusione della pandemia. Infine, il risultato netto ha beneficiato di un *tax rate* tornato su valori in linea con le medie storiche del Gruppo.

Nel 2021 l'utile operativo *adjusted*, di 9.664 milioni, evidenzia una ripresa di proporzioni rilevanti (+7,8 miliardi; oltre il 400 per cento rispetto al 2020) in tutti i settori di attività. In

particolare, nell'*Exploration & Production* (+7.746 mln), nel *Global Gas & LNG Portfolio* (+254 mln), nel *Refining & Marketing* e Chimica (+146 mln) e nel *Plenitude & Power* (+11 mln). Nel settore *Corporate* e altre attività si registra, invece, una perdita di 86 mln sul precedente esercizio.

Il Gruppo ha conseguito nell'esercizio 2021 l'utile netto *adjusted* di 4.330 milioni, per effetto della *performance* operativa e beneficiando anche del miglioramento del *tax rate* (50 per cento nel 2021, rispetto al 175 per cento del 2020).

Il flusso di cassa netto da attività operativa (*cash flow*) ammonta a 12,86 mld, in aumento, rispetto ai 4,82 mld del 2020, del 166,8 per cento, sostenuto dal miglioramento dello scenario *upstream*.

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2021 è pari a 14.324 milioni, in riduzione di 2.262 milioni rispetto al 2020. I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a 27.794 milioni, di cui 4.080 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 1.781 milioni) e 23.714 milioni a lungo termine.

Il *leverage* - rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi - si attesta a 0,32, di cui 4 punti riferibili alla quota di passività di competenza dei *partner* delle *unincorporated joint venture* operate da Eni.

In particolare, sotto il profilo operativo, nell'esercizio 2021, la produzione di idrocarburi è stata di 1,68 mln di boe/giorno, in diminuzione del 2,2 per cento rispetto al 2020; le riserve certe di idrocarburi a fine anno si attestano a 6.628 mln di boe (6.905 mln di boe nel 2020), con un tasso di rimpiazzo organico del 55 per cento (43 per cento nel 2020).

## **8.2 Contenuto e forma del bilancio consolidato nel 2021**

Il bilancio consolidato dell'esercizio 2021 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 2021”, 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 17 marzo 2022, 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>25</sup> e dal parere del Collegio sindacale.

## **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 2021, posti a confronto con quelli del 2020 e le relative variazioni percentuali.

---

<sup>25</sup> In particolare, la Società di revisione, in data 8 aprile 2022, ha affermato che *“il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo al 31 dicembre 2021, del risultato economico e dei flussi di cassa per l’esercizio chiuso a tale data, in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall’Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell’art. 9 del D. Lgs., n. 38/05”*.

**Tabella 41 - Stato patrimoniale consolidato - attivo**

(milioni di euro)

	31.12.2021	31.12.2020	Var. %
<b>ATTIVITA'</b>			
<b>Attività correnti</b>			
Disponibilità liquide ed equivalenti	8.254	9.413	(12,31)
Attività finanziarie destinate al <i>trading</i>	6.301	5.502	14,52
Altre attività finanziarie	4.308	254	1596,06
Crediti commerciali e altri crediti	18.850	10.926	72,52
Rimanenze	6.072	3.893	55,97
Attività per imposte sul reddito	195	184	5,98
Altre attività correnti	13.634	2.686	407,59
<b>Totale attività correnti</b>	<b>57.614</b>	<b>32.858</b>	<b>75,34</b>
<b>Attività non correnti</b>			
Immobili, impianti e macchinari	56.299	53.943	4,37
Diritto di utilizzo beni in <i>leasing</i>	4.821	4.643	3,83
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	1.053	995	5,83
Attività immateriali	4.799	2.936	63,45
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	5.887	6.749	(12,77)
Altre partecipazioni	1.294	957	35,21
Altre attività finanziarie	1.885	1.008	87,00
Attività per imposte anticipate	2.713	4.109	(33,97)
Attività per imposte sul reddito	108	153	(29,41)
Altre attività non correnti	1.029	1.253	(17,88)
<b>Totale attività non correnti</b>	<b>79.888</b>	<b>76.746</b>	<b>4,09</b>
<b>Attività destinate alla vendita</b>	<b>263</b>	<b>44</b>	<b>497,73</b>
<b>TOTALE ATTIVITA'</b>	<b>137.765</b>	<b>109.648</b>	<b>25,64</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 (8.254 mln) sono costituite, principalmente, da depositi in euro ed in moneta estera e risultano diminuite di 1.159 mln.

##### *Attività finanziarie destinate al trading*

Le attività finanziarie destinate al *trading*, pari a 6.301 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 1.398 mln (1.361 mln al 31 dicembre 2020).

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 2021 i proventi netti sulle attività finanziarie destinate al *trading* ammontano a 11 mln.

### ***Crediti commerciali ed altri crediti***

Nel 2021 ammontano a 18.850 mln e ricomprendono "crediti commerciali" (crediti per forniture di idrocarburi) per 15.524 mln (7.087 mln nel 2020); "crediti per attività di disinvestimento" per 8 mln (21 mln nel 2020); "Crediti verso *partner* per attività di esplorazione e produzione" per 1.888 mln (2.293 mln nel 2020) e "crediti verso altri" per 1.430 mln (1.525 mln nel 2020).

L'incremento dei crediti commerciali di 7.924 mln è riferito ai settori *Global Gas & LNG Portfolio* per 5.636 mln, *Refining & Marketing* e Chimica per 1.405 mln e *Plenitude & Power* per 1.039 mln e riflette l'aumento di rilevanti proporzioni dei prezzi delle *commodity* energetiche, in particolare del gas, che hanno fatto aumentare il valore nominale dei crediti.

Al 31 dicembre 2020 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti essenzialmente commerciali con scadenza 2022 per 2.059 mln (1.377 mln nell'esercizio 2020 con scadenza 2021). Le cessioni 2021 hanno riguardato crediti relativi al settore *Global Gas & LNG Portfolio* per 893 mln, al settore *Refining & Marketing* e Chimica per 770 mln e al settore *Plenitude & Power* per 396 mln.

## **ATTIVITÀ NON CORRENTI**

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

Si espone di seguito il dettaglio di tale voce.

**Tabella 42 - Immobili, impianti e macchinari**

(milioni di euro)

2021	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>1.128</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>
Investimenti	18	8	277	380	3.413	854	4.950
Capitalizzazione ammortamenti				28	90		118
Ammortamenti*	(49)	(5.421)	(496)				(5.966)
Riprese di valore		1.080	118		337		1.535
Svalutazioni	(101)	(90)	(768)		(85)	(582)	(1.626)
Radiazioni	(1)		(2)	(331)	(18)		(352)
Differenze di cambio da conversione	2	2.956	66	106	546	12	3.688
Rilevazione iniziale e variazione stima		200		(9)	4		195
Variazione dell'area di consolidamento	22		1.001	(199)	(1.119)	43	(252)
Trasferimenti	50	3.841	409	(44)	(3.797)	(459)	
Altre variazioni	2	120	(54)	(28)	56	(30)	66
<b>Valore finale netto</b>	<b>1.071</b>	<b>42.342</b>	<b>3.850</b>	<b>1.244</b>	<b>6.545</b>	<b>1.247</b>	<b>56.299</b>
Valore finale lordo	4.175	149.117	30.618	1.244	10.485	3.107	198.746
Fondo ammortamento e svalutazione	3.104	106.775	26.768		3.940	1.860	142.447
<b>2020</b>							
<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 e svalutazione	2.954	96.820	25.540		4.051	1.333	130.698

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

Fonte: Eni

Il valore finale netto della voce "Immobili, impianti e macchinari" è di 56.299 mln (53.943 mln al 31 dicembre 2020) e riguarda essenzialmente pozzi, impianti e macchinari E&P per 42.342 mln (39.648 mln nel 2020) e immobilizzazioni in corso E&P per 6.545 mln (7.118 mln nel 2020).

Il risultato aumenta di 2.356 mln per effetto essenzialmente degli investimenti (4.950 mln) e delle differenze di cambio da conversione (3.688 mln), solo parzialmente controbilanciati dagli ammortamenti (-5.966 mln) e dalle svalutazioni (-1.626).

Gli investimenti sono riferiti al settore *Exploration & Production* per 3.843 mln (3.444 mln nel 2020). Nel settore *E&P* sono state rilevate riprese di valore nette di proprietà *oil&gas* in produzione/sviluppo (1.244 mln), relative in particolare a giacimenti di gas in Italia e altri *asset* in Congo, Libia, Stati Uniti e Algeria, che hanno come *driver* la ripresa del prezzo degli idrocarburi. Sono state rilevate svalutazioni di impianti di raffinazione per circa 900 mln, relative al valore di libro residuo delle raffinerie operate e di *joint operation* in Italia e in Europa. Tale andamento è da porre in relazione al deterioramento dei flussi di cassa attesi, dovuto al peggioramento dello scenario SERM e a maggiori oneri per l'acquisto di certificati emissivi, nonché alla svalutazione di impianti di Versalis per effetto del deterioramento dello scenario margini (163 mln).

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

Le predette partecipazioni, ammontanti, al 31 dicembre 2021, a 5.887 mln, vengono esposte di seguito, raffrontandole con quelle al 31 dicembre 2020.

**Tabella 43 - Partecipazioni (metodo del patrimonio netto)**

(milioni di euro)

	2021				2020			
	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>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>
Acquisizioni e sottoscrizioni	1	558	103	662	2	75	198	275
Cessioni e rimborsi	(21)	(231)	(133)	(385)		(3)	(1)	(4)
Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	6	31	165	202	3	21	14	38
Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	(3)	(910)	(381)	(1.294)	(2)	(1.399)	(332)	(1.733)
Decremento per dividendi	(25)	(586)	(16)	(627)	(5)	(296)	(13)	(314)
Variazione dell'area di consolidamento	5	355		360	3	30	1	34
Differenze di cambio da conversione	2	83	296	381	(4)	(254)	(345)	(603)
Altre variazioni	(1)	(75)	(85)	(161)	(3)	66	(42)	21
<b>Valore finale</b>	<b>44</b>	<b>2.057</b>	<b>3.786</b>	<b>5.887</b>	<b>80</b>	<b>2.832</b>	<b>3.837</b>	<b>6.749</b>

Fonte: Eni

Il valore delle partecipazioni è diminuito nel 2021 di 862 mln.

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano per 480 mln l'acquisizione del 20 per cento delle partecipazioni Doggerbank Offshore Wind Farm Project 1 Holdco Ltd e Doggerbank Offshore Wind Farm Project 2 Holdco Ltd, che stanno sviluppando il progetto eolico *offshore* nel Mare del Nord britannico Dogger Bank (A e B).

Le cessioni e rimborsi riguardano essenzialmente: (i) la cessione di Unión Fenosa Gas SA per 232 mln al *partner* spagnolo Naturgy, a seguito della ristrutturazione societaria della *venture* con la ripartizione degli asset fra i soci; (ii) il rimborso di capitale di Angola LNG Ltd per 130 mln.

Le minusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto sono riferite a: (i) Saipem SpA per 752 mln, dovuta sia alle perdite gestionali su commesse sia alla rilevazione di oneri straordinari e di ristrutturazione. La perdita è stata stimata dal *management* sulla base delle migliori informazioni disponibili sul mercato e dei risultati preliminari dell'esercizio 2021 annunciati dalla partecipata; (ii) Abu Dhabi Oil Refining Co (TAKREER) per 362 mln, relativi alla perdita di esercizio dovuta principalmente alla rilevazione di svalutazioni di impianti per minori prospettive di redditività e accantonamenti di *decommissioning* per chiusura di alcune

linee produttive.

La valutazione con il metodo del patrimonio netto ha comportato l'iscrizione di una perdita di 78 mln per la Cardón IV SA (Eni 50 per cento), che opera il giacimento a gas Perla in Venezuela, che sconta il rallentamento dell'attività e dei prelievi di gas da parte di PDVSA in relazione al difficile contesto operativo e le perdite su crediti. Il valore residuo di 51 mln della partecipazione nell'altro progetto venezuelano PetroJunín è stato azzerato per mancanza di prospettive di redditività del progetto.

Il decremento per dividendi è riferito per 561 mln alla Vår Energi AS.

#### *Attività per imposte anticipate*

La posta ammonta a 2.713 mln (4.109 mln al 31 dicembre 2020), al netto delle passività per imposte differite compensabili di 5.833 mln (3.057 mln al 31 dicembre 2020).

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

La tabella che segue espone i dati relativi al passivo dello stato patrimoniale dell'esercizio 2021, messo a confronto con l'esercizio 2020 e le relative variazioni percentuali.

**Tabella 44 - Stato patrimoniale consolidato - passivo**

(milioni di euro)

	31.12.2021	31.12.2020	Var. %
<b>PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO</b>			
<b>Passività correnti</b>			
Passività finanziarie a breve termine	2.299	2.882	-20,23
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	1.781	1.909	-6,71
Quote a breve di passività per beni in <i>leasing</i> a lungo termine	948	849	11,66
Debiti commerciali e altri debiti	21.720	12.936	67,90
Passività per imposte sul reddito	648	243	166,67
Altre passività correnti	15.756	4.872	223,40
<b>Totale</b>	<b>43.152</b>	<b>23.691</b>	<b>82,15</b>
<b>Passività non correnti</b>			
Passività finanziarie a lungo termine	23.714	21.895	8,31
Passività per beni in <i>leasing</i> a lungo termine	4.389	4.169	5,28
Fondi per rischi e oneri	13.593	13.438	1,15
Fondi per benefici ai dipendenti	819	1.201	-31,81
Passività per imposte differite	4.835	5.524	-12,47
Passività per imposte sul reddito	374	360	3,89
Altre passività non correnti	2.246	1.877	19,66
<b>Totale</b>	<b>49.970</b>	<b>48.464</b>	<b>3,11</b>
<b>Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita</b>	<b>124</b>	<b>0</b>	<b>100</b>
<b>TOTALE PASSIVITA'</b>	<b>93.246</b>	<b>72.155</b>	<b>29,23</b>
<b>PATRIMONIO NETTO</b>			
<i>Patrimonio netto di Eni:</i>			
Capitale sociale	4.005	4.005	0,00
Utili relativi a esercizi precedenti	22.750	34.043	-33,17
Riserve per differenze cambio da conversione	6.530	3.895	67,65
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	6.289	4.688	34,15
Azioni proprie	(958)	(581)	-64,89
Utile (perdita) dell'esercizio	5.821	(8.635)	167,41
<b>Totale patrimonio netto di Eni</b>	<b>44.437</b>	<b>37.415</b>	<b>18,77</b>
<i>Interessenze di terzi</i>	82	78	5,13
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO</b>	<b>44.519</b>	<b>37.493</b>	<b>18,74</b>
<b>TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO</b>	<b>137.765</b>	<b>109.648</b>	<b>25,64</b>

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

## PASSIVITÀ CORRENTI

### *Passività finanziarie a breve termine*

Il decremento di 583 mln delle passività finanziarie a breve termine è dovuto essenzialmente alla diminuzione dei debiti finanziari rappresentati da titoli di credito (-1.397 mln), a fronte di un incremento delle passività a breve verso altri finanziatori, per 789 mln.

I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito per 836 mln (2.233 mln al 31 dicembre 2020) riguardano l'emissione di *commercial paper* da parte delle società finanziarie del Gruppo.

**Tabella 45 - Passività finanziarie a breve termine**

	<i>(milioni di euro)</i>	
	<b>31.12.2021</b>	<b>31.12.2020</b>
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	836	2.233
Banche	362	337
Altri finanziatori	1.101	312
<b>Totale</b>	<b>2.299</b>	<b>2.882</b>

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

### *Debiti commerciali e altri debiti*

**Tabella 46 - Debiti commerciali ed altri debiti**

	<i>(milioni di euro)</i>	
	<b>31.12.2021</b>	<b>31.12.2020</b>
Debiti commerciali	16.795	8.679
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	552	417
Debiti verso fornitori per attività di investimento	1.732	1.393
Debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.188	1.120
Debiti verso altri	1.453	1.327
<b>Totale</b>	<b>21.720</b>	<b>12.936</b>

Fonte: Eni

Al 31.12.2021 il totale dei debiti commerciali e altri debiti aumenta rispetto all'esercizio precedente, per 8.784 mln.

### *Altre passività correnti*

Le altre passività correnti passano da 4.872 mln a 15.756 mln, con un incremento di 10.884 mln. Le passività correnti da contratti con la clientela sono diminuite (-816 mln) per effetto dell'azzeramento degli anticipi in valuta locale, compensati con le forniture di gas *equity*,

ricevuti originariamente dalle società di Stato dell'Egitto per il finanziamento delle attività di sviluppo delle riserve nell'ambito dei Concession Agreements nel Paese, tra i quali, in particolare, l'avanzamento del progetto Zohr, considerato il sostanziale completamento delle attività d'investimento (546 mln al 31 dicembre 2020). Le altre passività da contratti con la clientela comprendono: (i) gli anticipi incassati dal cliente Engie SA (ex Suez) a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica, di cui la quota a breve termine per 60 milioni (62 mln al 31 dicembre 2020) e a lungo termine per 333 milioni (393 mln al 31 dicembre 2020); (ii) gli anticipi che Eni SpA ha ricevuto dalla Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla raffineria di Taranto per 391 milioni (394 mln al 31 dicembre 2020).

## PASSIVITÀ NON CORRENTI

### *Passività finanziarie a lungo termine*

Nella seguente tabella sono analizzate le poste relative alle passività finanziarie a lungo termine in raffronto alle altre passività finanziarie non correnti per gli anni 2020 e 2021.

**Tabella 47 - Passività finanziarie non correnti**

(milioni di euro)

	31.12.2021				31.12.2020			
	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale
Banche	362	347	4.650	5.359	337	759	3.193	4.289
Obbligazioni ordinarie		913	18.049	18.962		1.140	18.280	19.420
Obbligazioni convertibili		399		399			396	396
<i>Sustainability-Linked Bond</i>		2	996	998				
Debiti finanz. rappr. da titoli di credito	836			836	2.233			2.233
Altri finanziatori	1.101	120	19	1.240	312	10	26	348
<b>Totale</b>	<b>2.299</b>	<b>1.781</b>	<b>23.714</b>	<b>27.794</b>	<b>2.882</b>	<b>1.909</b>	<b>21.895</b>	<b>26.686</b>

Fonte: Eni

Le passività finanziarie a lungo termine passano da 21.895 mln a 23.714, con un aumento di 1.819 mln. Al 31 dicembre 2021 le passività finanziarie con banche comprendono contratti di finanziamento *sustainability-linked*, che prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo del finanziamento collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità, per 1.300 milioni (tale ammontare non considera le linee di credito *committed* utilizzate al 31 dicembre

2021). Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di un *rating* minimo. Nel caso di perdita del *rating* minimo, gli accordi prevedono la facoltà per la Banca Europea per gli Investimenti di richiedere garanzie alternative accettabili per la stessa Banca. Al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a 899 milioni e a 1.051 milioni. Le obbligazioni ordinarie riguardano il programma di Euro Medium Term Notes per complessivi 15.542 milioni e altri prestiti obbligazionari per complessivi 3.420 milioni.

### *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 dicembre 2021, posto a confronto con l'anno precedente.

**Tabella 48 - 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 di imprese partecipate	Fondo mutua assicurazione OIL	Fondo esonero agevolati	Altri fondi	Totale
<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>654</b>	<b>13.438</b>
Accantonamenti		289	234	34	102	15	2	1	219	896
Rilevazione iniziale e variazione stima	195									195
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	153	(9)								144
Utilizzi a fronte oneri	(469)	(313)	(90)	(9)	(63)			(3)	(308)	(1.255)
Utilizzi per esuberanza		(10)	(72)	(8)		(16)	(4)	(36)	(45)	(191)
Differenze cambio da conversione	445	2	21	8		3	1		8	488
Altre variazioni	(65)	(16)	(26)	16	(2)	(5)	(1)		(23)	(122)
<b>Valore al 31.12.2021</b>	<b>9.621</b>	<b>2.206</b>	<b>452</b>	<b>211</b>	<b>295</b>	<b>195</b>	<b>93</b>	<b>15</b>	<b>505</b>	<b>13.593</b>

*Fonte: Eni*

Il fondo abbandono e ripristino siti e *social project* accoglie la stima dei costi che saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti (8.580 milioni). La rilevazione iniziale e variazione stima comprende l'incremento dell'*asset retirement cost* delle attività materiali del settore *Exploration & Production*. Il fondo include anche la stima degli oneri per *social project* da sostenere a fronte degli impegni assunti e in corso di formalizzazione tra Eni SpA e la Regione Basilicata in relazione al programma di sviluppo petrolifero nell'area della concessione Val d'Agri (134 milioni). Gli oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo, rilevati a conto economico per 153 milioni, sono stati determinati con tassi di attualizzazione compresi tra -0,4 e 3,8 per cento (-0,2 e 3,7 per cento al 31 dicembre 2020). Gli esborsi connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale che copre i prossimi 50 anni.

Il fondo rischi ambientali accoglie la stima degli oneri relativi a interventi di bonifica ambientale e di ripristino dello stato dei suoli e delle falde delle aree di proprietà o in concessione di siti prevalentemente dismessi, chiusi e smantellati o in fase di ristrutturazione, per i quali sussiste, alla data di bilancio, un'obbligazione legale o "*constructive*" dell'Eni

all'esecuzione degli interventi, compresi gli oneri da "strict liability", cioè connessi agli obblighi di ripristino di siti contaminati che rispettavano i parametri di legge al tempo in cui si verificarono gli episodi di inquinamento o a causa della responsabilità di terzi operatori ai quali Eni è subentrato nella gestione del sito. Il presupposto per la rilevazione di tali costi ambientali è l'approvazione o la presentazione dei relativi progetti alle competenti amministrazioni, ovvero l'assunzione di un impegno verso le competenti amministrazioni quando supportato da adeguate stime. Alla data di bilancio, la consistenza del fondo è riferita alla Eni Rewind SpA per 1.532 milioni e alla linea di *business Refining & Marketing* per 376 milioni.

Il fondo rischi per contenziosi accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività esistente alla data di bilancio ed è riferito al settore *Exploration & Production* per 258 milioni. Gli utilizzi a fronte oneri sono relativi per 61 milioni alla risoluzione di dispute contrattuali del settore *Exploration & Production*.

Il fondo per imposte non sul reddito riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi e contestazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore ed è riferito al settore *Exploration & Production* per 186 milioni. Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione accoglie gli oneri verso terzi previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla compagnia di assicurazione di Gruppo Eni Insurance DAC. A fronte di tale passività, sono iscritti all'attivo di bilancio 94 milioni di crediti verso compagnie di assicurazione presso le quali sono stati riassicurati parte dei suddetti rischi.

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate accoglie gli stanziamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate e riguarda in particolare Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione) per 144 milioni.

## PATRIMONIO NETTO

### *Interessenze di terzi*

Il patrimonio netto complessivo di pertinenza delle interessenze di terzi al 31 dicembre 2021 è di 82 mln di euro (78 mln di euro al 31 dicembre 2020).

### *Patrimonio netto consolidato di Eni*

La composizione del patrimonio netto di Eni, quale risulta dal bilancio consolidato del Gruppo, viene esposta in dettaglio nella tabella che segue.

**Tabella 49 - Patrimonio netto consolidato di Eni**

	<i>(milioni di euro)</i>	
	<b>31.12.2021</b>	<b>31.12.2020</b>
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	22.750	34.043
Riserva per differenze cambio da conversione	6.530	3.895
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale:		
-Obbligazioni subordinate perpetue	5.000	3.000
-Riserva legale	959	959
-Riserva per acquisto di azioni proprie	958	581
-Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge	(896)	(5)
-Riserva OCI per piani a benefici definiti per i dipendenti	(117)	(158)
-Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto	54	85
-Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value	141	36
-Altre riserve	190	190
-Azioni proprie	(958)	(581)
Utile (perdita) dell'esercizio	5.821	(8.635)
<b>Totale</b>	<b>44.437</b>	<b>37.415</b>

Fonte: Eni

Il patrimonio netto è aumentato di 7.022 mln per effetto, principalmente, dell'incremento dell'utile dell'esercizio (+14.456 mln), a fronte del decremento dell'utile relativo agli esercizi precedenti (-11.293 mln) della riserva OCI per strumenti derivati *cash flow hedge* (-891 mln), della riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto (-31 mln) e delle azioni proprie (-377 mln).

#### ▪ Capitale sociale

Al 31 dicembre 2021, 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 (come al 31 dicembre 2020).

- 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 958 mln (581 mln al 31 dicembre 2020) e sono rappresentate da n. 65.838.173 azioni ordinarie Eni (33.045.197 azioni ordinarie Eni al 31 dicembre 2020) possedute da Eni SpA. Nell'esercizio 2021, sono state acquistate n. 34.106.871 azioni proprie per un controvalore complessivo di 400 milioni e sono state assegnate a titolo gratuito ai dirigenti Eni n. 1.313.895 azioni proprie, a seguito della conclusione del Periodo di Vesting, come previsto dal "Piano di incentivazione di lungo termine 2017-2019", approvato dall'Assemblea di Eni del 13 aprile 2017. L'Assemblea del 13 maggio 2020 ha approvato il Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario 2020-2022, conferendo al Consiglio di amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione del Piano e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano.

- Acconto sul dividendo

L'acconto sul dividendo 2021 di 1.533 mln, pari a 0,43 per azione, è stato deliberato il 29 luglio

2021 dal Consiglio di amministrazione, ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice civile. L'acconto è stato messo in pagamento il 22 settembre 2021.

### *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 2021, in raffronto con quello del 2020.

**Tabella 50 - Indebitamento finanziario netto e leverage**

	<i>(milioni di euro)</i>		
	<b>31.12.2021</b>	<b>31.12.2020</b>	<b>Var. ass.</b>
Debiti finanziari ed obbligazionari	27.794	26.686	1.108
- <i>Debiti finanziari a breve termine</i>	4.080	4.791	(711)
- <i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	23.714	21.895	1.819
Disponibilità liquide ed equivalenti	(8.254)	(9.413)	1.159
Titoli <i>held for trading</i>	(6.301)	(5.502)	(799)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(4.252)	(203)	(4.049)
<b>Indebitamento finanziario netto ante passività per <i>leasing</i> ex IFRS 16</b>	<b>8.987</b>	<b>11.568</b>	<b>(2.581)</b>
Passività per beni in <i>leasing</i>	5.337	5.018	319
- <i>di cui working interest Eni</i>	3.653	3.366	287
- <i>di cui working interest follower</i>	1.684	1.652	32
<b>Indebitamento finanziario netto post passività per <i>leasing</i> ex IFRS 16</b>	<b>14.324</b>	<b>16.586</b>	<b>(2.262)</b>
<b>Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi</b>	<b>44.519</b>	<b>37.493</b>	<b>7.026</b>
<b><i>Leverage ante lease liability</i> ex IFRS 16</b>	<b>0,20</b>	<b>0,31</b>	<b>(0,11)</b>
<b><i>Leverage post lease liability</i> ex IFRS 16</b>	<b>0,32</b>	<b>0,44</b>	<b>(0,12)</b>

Fonte: Eni

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2021 è pari a 14.324 mln (8.987 mln ante passività per *leasing* ex IFRS 16), rispetto ai 16.586 mln del 2020. I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a 27.794 mln, di cui 4.080 mln a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 1.781 mln) e 23.714 mln a lungo termine.

Escludendo l'effetto della *lease liability* - IFRS 16, l'indebitamento finanziario netto si ridetermina in 8.987 mln, contro gli 11.568 mln del 2020.

### ***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 51 - Strumenti finanziari derivati e hedge accounting**

(milioni di euro)

	31.12.2021			31.12.2020		
	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>	113	39	2	125	127	2
- <i>Interest currency swap</i>	30	7	2	128	2	2
- <i>Outright</i>	3	11	2	4	7	2
<b>Totale</b>	<b>146</b>	<b>57</b>		<b>257</b>	<b>136</b>	
Contratti su interessi						
- <i>Interest currency swap</i>	13	43	2	23	74	2
<b>Totale</b>	<b>13</b>	<b>43</b>		<b>23</b>	<b>74</b>	
Contratti su merci						
- <i>Future</i>	603	496	1	418	447	1
- <i>Over the counter</i>	102	121	2	89	77	2
- Altro	1	55	2	5		2
<b>Totale</b>	<b>706</b>	<b>672</b>		<b>512</b>	<b>524</b>	
<b>Totale</b>	<b>865</b>	<b>772</b>		<b>792</b>	<b>734</b>	
<b>Contratti derivati di negoziazione</b>						
Contratti su merci						
- <i>Over the counter</i>	12.050	11.939	2	1.167	1.451	2
- <i>Future</i>	6.555	5.002	1	440	525	1
- Opzioni				4	3	2
<b>Totale</b>	<b>18.605</b>	<b>16.941</b>		<b>1.611</b>	<b>1.979</b>	
<b>Contratti derivati cash flow hedge</b>						
Contratti su merci						
- <i>Over the counter</i>	7	735	2	209	30	2
- <i>Future</i>	193	1.672	1	119	8	1
<b>Totale</b>	<b>200</b>	<b>2.407</b>		<b>328</b>	<b>38</b>	
Contratti su interessi						
- <i>Interest rate swap</i>		3	2			
<b>Opzioni</b>						
- Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili				2	2	2
- Altre opzioni		62	3		51	3
<b>Totale</b>		<b>62</b>		<b>2</b>	<b>53</b>	
<b>Totale contratti derivati lordi</b>	<b>19.670</b>	<b>20.185</b>		<b>2.733</b>	<b>2.804</b>	
Compensazione	(7.159)	(7.159)		(1.033)	(1.033)	
<b>Totale contratti derivati netti</b>	<b>12.511</b>	<b>13.026</b>		<b>1.700</b>	<b>1.771</b>	
Di cui:						
- correnti	12.460	12.911		1.548	1.609	
- non correnti	51	115		152	162	

Fonte: 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>26</sup>.

## 8.4 Il conto economico

I risultati di esercizio sono esposti nella tabella che segue.

---

<sup>26</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 52 - Conto economico consolidato**
*(milioni di euro)*

	2021	2020	Var. ass.
<b>RICAVI</b>			
Ricavi della gestione caratteristica	76.575	43.987	32.588
Altri ricavi e proventi	1.196	960	236
<b>Totale ricavi</b>	<b>77.771</b>	<b>44.947</b>	<b>32.824</b>
<b>COSTI</b>			
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	55.549	33.551	21.998
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	279	226	53
Costo lavoro	2.888	2.863	25
Altri proventi (oneri) operativi	(903)	766	(1.669)
Ammortamenti	7.063	7.304	(241)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	167	3.183	(3.016)
Radiazioni	387	329	58
<b>Totale costi operativi</b>	<b>65.430</b>	<b>48.222</b>	<b>17.208</b>
<b>UTILE (PERDITA) OPERATIVO</b>	<b>12.341</b>	<b>(3.275)</b>	<b>15.616</b>
<b>PROVENTI (ONERI) FINANZIARI</b>			
Proventi finanziari	3.723	3.531	192
Oneri finanziari	4.216	4.958	(742)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	11	31	(20)
Strumenti finanziari derivati	(306)	351	(657)
<b>Totale</b>	<b>(788)</b>	<b>(1.045)</b>	<b>257</b>
<b>PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI</b>			
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(1.091)	(1.733)	642
Altri proventi (oneri) su partecipazioni	223	75	148
<b>Totale</b>	<b>(868)</b>	<b>(1.658)</b>	<b>790</b>
<b>UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE</b>	<b>10.685</b>	<b>(5.978)</b>	<b>16.663</b>
Imposte sul reddito	4.845	2.650	2.195
<b>UTILE/PERDITA DELL'ESERCIZIO</b>	<b>5.840</b>	<b>(8.628)</b>	<b>14.468</b>
<b>Di competenza:</b>			0
- azionisti Eni	5.821	(8.635)	14.456
- interessenze di terzi	19	7	12
<b>Utile per azione sull'utile dell'esercizio di competenza degli azionisti Eni (ammontari in € per azione)</b>			
- semplice	1,61	(2,42)	4
- diluito	1,60	(2,42)	4

*Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni*

Come anticipato, nel 2021 il Gruppo Eni ha chiuso il bilancio con un utile netto di 5.840 mln, rispetto alla perdita netta di 8.628 mln del 2020.

I risultati del 2021 sono stati influenzati in maniera significativa dalla ripresa dello scenario dei prezzi delle *commodity* energetiche. In media, nel 2021, il prezzo di riferimento del *marker* Brent

si attesta a 71 \$/barile (+70 per cento rispetto al 2020). Il mercato europeo del gas è stato caratterizzato da condizioni estreme a causa dell'offerta "corta" e delle incertezze sui flussi di approvvigionamento dalla Russia: prezzo spot all'*hub* continentale "TTF"<sup>27</sup> che ha raggiunto una media di 46 euro/MWh, con una crescita di oltre il 300 per cento. Condizioni analoghe sono state registrate nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica con il prezzo "PUN"<sup>28</sup> Italia al valore medio di 125 euro/MWh, +86 per cento rispetto al 2020, con un picco di 440 euro/MWh nel quarto trimestre dell'anno.

L'utile netto di competenza degli azionisti Eni è stato di 5.821 milioni nel 2021, rispetto alla perdita netta di 8.635 milioni del 2020. Gli eccellenti risultati raggiunti, in un contesto economico più favorevole e in uno scenario energetico con fondamentali migliorati, sono stati sostenuti anche dalla riduzione dei costi messa in campo in seguito alla crisi pandemica, che ha consentito di cogliere al meglio la forte ripresa economica. Il risultato netto ottenuto, ritornato sui livelli pre-Covid, ha beneficiato della crescita di proporzioni rilevanti dell'utile operativo a 12.341 milioni, rispetto alla perdita operativa di 3.275 milioni del 2020, impattato dalle misure di *lockdown* per contenere la diffusione della pandemia Covid-19. Infine, il risultato netto ha beneficiato di un *tax rate* tornato su valori in linea con le medie storiche del Gruppo.

L'utile operativo *adjusted* di 9.664 milioni evidenzia una ripresa di proporzioni rilevanti (+7,8 miliardi; oltre il 400 per cento rispetto al 2020). Lo scenario energetico è passato da condizioni di *oversupply* nel 2020 a causa della pandemia, a una situazione di forte ripresa della domanda globale, con un'offerta meno reattiva a causa del taglio degli investimenti delle *oil companies* in risposta alla crisi del Covid-19 e a causa di condizioni di mercato corto nel gas.

## **RICAVI**

### ***Ricavi della gestione caratteristica***

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

---

<sup>27</sup> Il TTF (*Title Transfer Facility*) è un mercato di riferimento per lo scambio del gas naturale tra i più grandi e liquidi dell'Europa continentale. Situato nei Paesi Bassi, grazie alla localizzazione centrale permette un trasferimento del gas tra i mercati di Norvegia, Germania, Francia, Italia e Gran Bretagna.

<sup>28</sup> Prezzo Unico Nazionale.

**Tabella 53 - Ricavi della gestione caratteristica***(milioni di euro)*

	2021	2020	Var. ass.	Var. %
<i>Exploration &amp; Production</i>	21.742	13.590	8.152	59,99
<i>Global Gas &amp; LNG Portfolio</i>	20.843	7.051	13.792	195,60
<i>Refining &amp; Marketing e Chimica</i>	40.374	25.340	15.034	59,33
<i>Plenitude &amp; Power</i>	11.187	7.536	3.651	48,45
<i>Corporate e altre attività</i>	1.698	1.559	139	8,92
Elisioni di consolidamento	(19.269)	(11.089)	(8.180)	(73,77)
<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>	<b>76.575</b>	<b>43.987</b>	<b>32.588</b>	<b>74,09</b>
<b>Altri ricavi e proventi</b>	<b>1.196</b>	<b>960</b>	<b>236</b>	<b>24,58</b>
<b>Totale ricavi</b>	<b>77.771</b>	<b>44.947</b>	<b>32.824</b>	<b>73,03</b>

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2021 (76.575 mln) sono aumentati di 32.588 mln rispetto al 2020 (+74,09 per cento). I ricavi della *Exploration & Production* (21.742 milioni) evidenziano un incremento del 59,99 per cento per effetto del miglioramento delle scenario petrolifero, che si è riflesso sul prezzo di realizzo degli idrocarburi (+78 per cento in media sul 2020). I ricavi del settore *Global Gas & LNG Portfolio* (20.843 mln), sono aumentati di 13.792 milioni (+195,60 per cento) per effetto degli aumenti del prezzo spot del gas, particolarmente significativi nel quarto trimestre 2021, in conseguenza dell'offerta corta e dell'incertezza relativa ai flussi di approvvigionamento nonché dei maggiori volumi commercializzati, in particolare di GNL.

I ricavi del settore *Refining & Marketing e Chimica* (40.374 mln) si incrementano di 15.034 mln (+59,33 per cento) per effetto dei maggiori prezzi dei prodotti raffinati (benzina +76 per cento; diesel +60 per cento) e delle plastiche, trainati dalla ripresa economica.

I ricavi del settore *Plenitude & Power* (11.187 milioni) aumentano di 3.651 milioni, pari al 48,45 per cento, a seguito dell'incremento dei prezzi delle *commodity* in conseguenza della ripresa economica, del consolidamento di Aldro Energía, della positiva *performance* del *business extracommodity* e dell'aumento del numero dei clienti.

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

Gli altri ricavi e proventi, pari a 1.196 mln, sono in aumento di 236 mln sul 2020 e comprendono le plusvalenze da vendita di attività materiali, immateriali e rami d'azienda per 107 mln (10 nel 2020).

## COSTI OPERATIVI

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

La posta, di 55.549 mln, è aumentata, nell'esercizio in esame, di 21.998 (+66 per cento) – al netto delle svalutazioni nette di crediti commerciali e altri crediti, che passano da 226 mln a 279 mln – per effetto essenzialmente dell'aumento del costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti *long-term* e cariche petrolifere e petrolchimiche).

### *Costo del lavoro*

Il costo del lavoro di 2.888 mln è sostanzialmente in linea con l'esercizio precedente (+0,9 per cento) principalmente a seguito dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro USA, compensato da maggiori oneri per incentivazione all'esodo.

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

La voce, ammontante complessivamente a 7.617 mln, è diminuita di 3.199 mln (-29,6 per cento), mentre i soli ammortamenti sono diminuiti del 3,3 per cento, principalmente nel settore *Exploration & Production*, a seguito delle svalutazioni effettuate nell'esercizio precedente, delle minori produzioni e dell'apprezzamento dell'euro, parzialmente compensati dagli avvii e *ramp-up* di nuovi progetti.

## UTILE OPERATIVO

Il saldo operativo nel 2021, risultato positivo per 12.341 mln, registra un miglioramento di 15.616 mln rispetto al 2020.

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

### Tabella 54 - Utile operativo

*(milioni di euro)*

	2021	2020	Var. ass.
<i>Exploration &amp; Production</i>	10.066	(610)	10.676
<i>Global Gas &amp; LNG Portfolio</i>	899	(332)	1.231
<i>Refining &amp; Marketing</i> e Chimica	45	(2.463)	2.508
<i>Plenitude &amp; Power</i>	2.355	660	1.695
Corporate e altre attività	(816)	(563)	(253)
Effetto eliminazione utili interni	(208)	33	(241)
<b>Utile (perdita) operativo</b>	<b>12.341</b>	<b>(3.275)</b>	<b>15.616</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 9.664 mln, più che quadruplicato rispetto alla corrispondente voce del 2020 (1.898 mln). Tale risultato è dovuto sia all'effetto della *performance* operativa, sia al miglioramento del *tax rate* (50 per cento nel 2021 rispetto al 175 per cento del 2020).

**Tabella 55 - Utile operativo *adjusted***

	(milioni di euro)			
	2021	2020	Var. ass.	Var. %
<b>Utile (perdita) operativo</b>	<b>12.341</b>	<b>(3.275)</b>	<b>15.616</b>	<b>476,82</b>
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(1.491)	1.318	(2.809)	(213,13)
Esclusione special item	(1.186)	3.855	(5.041)	(130,77)
<b>Utile (perdita) operativo <i>adjusted</i></b>	<b>9.664</b>	<b>1.898</b>	<b>7.766</b>	<b>409,17</b>
<b>Dettaglio per settore di attività:</b>				
<i>Exploration &amp; Production</i>	9.293	1.547	7.746	500,71
<i>Global Gas &amp; LNG Portfolio</i>	580	326	254	77,91
<i>Refining &amp; Marketing</i>	(46)	235	(281)	(119,57)
Chimica	198	(229)	427	186,46
<i>Plenitude &amp; Power</i>	476	465	11	2,37
Corporate e altre attività	(593)	(507)	(86)	(16,96)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	(244)	61	(305)	(500,00)

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Nel 2021 il settore *Global Gas & LNG Portfolio* ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di 580 milioni, in robusta crescita rispetto al 2020 (+254 milioni, pari al 78 per cento). La positiva *performance* è dovuta alle attività di ottimizzazione del portafoglio e alla rinegoziazione dei contratti, nonché ai maggiori volumi venduti. Tali fattori positivi sono stati parzialmente compensati dai maggiori accantonamenti dovuti all'aumento del valore nominale dei crediti, alla valutazione di un accresciuto rischio congiunturale e ad alcune dispute commerciali in corso.

Il *business Refining & Marketing* ha registrato una perdita operativa *adjusted* di 46 milioni, rispetto all'utile operativo *adjusted* di 235 milioni del 2020, a seguito dell'eccezionale flessione dei margini di raffinazione, i peggiori degli ultimi dieci anni, e dei maggiori oneri per CO2. Tali effetti negativi sono stati in parte compensati dall'ottimizzazione degli assetti impiantistici e dei maggiori volumi venduti dai *business* commerciali, trainati dalla ripresa dei consumi, grazie al crescente riavvio dell'economia e alla maggiore mobilità delle persone.

Nel 2021 il *business* della Chimica ha registrato un utile operativo *adjusted* di 198 milioni, che rappresenta un netto miglioramento rispetto alla perdita di 229 milioni registrata nel periodo di confronto, per effetto della ripresa economica globale (che ha sostenuto la domanda e i margini delle *commodity* plastiche, allentando la pressione competitiva), della maggiore disponibilità degli impianti, nonché di alcuni fenomeni contingenti che hanno ridotto l'*import* da paesi extra-EU creando una carenza di prodotti nell'area, aprendo opportunità di mercato.

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

Gli oneri finanziari netti, pari a 788 mln, registrano un miglioramento di 257 mln rispetto al 2020. I principali *driver* sono stati: (i) le differenze di cambio positive (+936 milioni) in parte compensate dalla variazione negativa del *fair value* dei derivati su cambi (-713 milioni), le cui variazioni sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come "*hedges*" in base allo IFRS 9; (ii) la riduzione degli oneri finanziari sul debito (+42 milioni) dovuta alla riduzione del costo del debito per l'andamento dei tassi *benchmark* e l'effetto positivo della variazione del *fair value* su strumenti derivati su tassi d'interesse (+56 milioni) privi dei requisiti formali per il trattamento in *hedge accounting*; (iii) la riduzione degli interessi su passività per beni in *leasing* per effetto cambio (+43 milioni). Gli oneri finanziari diversi evidenziano un peggioramento di 97 milioni, relativo principalmente all'attualizzazione di un credito nel settore E&P.

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

Gli oneri netti su partecipazioni ammontano a 868 mln (1.658 mln nel 2020) e riguardano:

- le quote di competenza delle perdite dell'esercizio delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto per complessivi 1.091 milioni, attribuibili essenzialmente a: (i) ADNOC Refining, a seguito della rilevazione di oneri straordinari; (ii) la quota di competenza Eni della perdita della *joint venture* Saipem;
- i dividendi di 230 milioni ricevuti da partecipazioni minoritarie misurate al *fair value* con imputazione nell'utile complessivo, principalmente la Nigeria LNG (144 milioni) e la Saudi European Petrochemical Co. (54 milioni).

## IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito ammontano a 4.845 mln e aumentano di 2.195 mln, con un utile ante imposte di 10.685 milioni nel 2021 (una perdita ante imposte di 5.978 milioni registrata nel 2020). Il *tax rate* si attesta al 45 per cento (rispetto a valori poco significativi del 2020), grazie alla normalizzazione della E&P in relazione al miglioramento dello scenario che ha determinato sul piano fiscale un più favorevole mix geografico dei profitti (minore incidenza dei paesi a più elevata fiscalità) e il venir meno dei fenomeni di disottimizzazione che avevano caratterizzato il 2020, comportando *tax rate* particolarmente elevati.

Il *tax rate adjusted* si attesta al 50 per cento, per effetto degli stessi *driver* commentati al *tax rate reported*.

## 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.

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

**Tabella 56 - Rendiconto finanziario consolidato riclassificato**

(milioni di euro)

	2021	2020	Var. ass.
<b>Utile (perdita) netto</b>	<b>5.840</b>	<b>(8.628)</b>	<b>14.468</b>
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>			
- ammortamenti e altri componenti non monetari	8.568	12.641	(4.073)
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(102)	(9)	(93)
- dividendi, interessi e imposte	5.334	3.251	2.083
Variazione del capitale di esercizio	(3.146)	(18)	(3.128)
Dividendi incassati da partecipate	857	509	348
Imposte pagate	(3.726)	(2.049)	(1.677)
Interessi (pagati) incassati	(764)	(875)	111
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>	<b>12.861</b>	<b>4.822</b>	<b>8.039</b>
Investimenti tecnici	(5.234)	(4.644)	(590)
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(2.738)	(392)	(2.346)
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	404	28	376
Altre variazioni relative all'attività di investimento e disinvestimento	289	(735)	1.024
<b>Free cash flow</b>	<b>5.582</b>	<b>(921)</b>	<b>6.503</b>
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(4.743)	1.156	(5.899)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(244)	3.115	(3.359)
Rimborso di passività per beni in <i>leasing</i>	(939)	(869)	(70)
Flusso di cassa del capitale proprio	(2.780)	(1.968)	(812)
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	1.924	2.975	(1.051)
Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità	52	(69)	121
<b>VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI</b>	<b>(1.148)</b>	<b>3.419</b>	<b>(4.567)</b>
<b>Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo <i>adjusted</i></b>	<b>12.711</b>	<b>6.726</b>	<b>5.985</b>
<b>Free cash flow</b>	<b>5.582</b>	<b>(921)</b>	<b>6.503</b>
Rimborso di passività per beni in <i>leasing</i>	(939)	(869)	(70)
Debiti e crediti finanziari società acquisite	(777)	(67)	(710)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(429)	759	(1.188)
Flusso di cassa del capitale proprio	(2.780)	(1.968)	(812)
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	1.924	2.975	(1.051)
<b>VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING</b>	<b>2.581</b>	<b>(91)</b>	<b>2.672</b>
Rimborsi <i>lease liability</i>	939	869	70
Accensioni del periodo e altre variazioni	(1.258)	(239)	(1.019)
<b>Variazione passività per beni in <i>leasing</i></b>	<b>(319)</b>	<b>630</b>	<b>(949)</b>
<b>VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING</b>	<b>2.262</b>	<b>539</b>	<b>1.723</b>

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Il flusso di cassa netto da attività operativa dell'esercizio 2021 è stato di 12.861 milioni con un incremento di 8.039 milioni rispetto al 2020, sostenuto dal miglioramento dello scenario

*upstream*. La manovra *factoring* ha riguardato la cessione di circa 2 miliardi di crediti commerciali con scadenza in successivi *reporting period*, con un incremento di circa 0,7 miliardi rispetto all'ammontare ceduto nello stesso periodo 2020, migliorando il flusso di cassa di tale differenziale. L'assorbimento di cassa del capitale di esercizio di circa 3.146 milioni è dovuto alla variazione del valore del magazzino olio e gas, all'utilizzo degli acconti ricevuti dalle società di Stato egiziane per il finanziamento del progetto Zohr, compensati con le fatture per le forniture di gas, nonché alla rettifica del *fair value* dei derivati.

Il flusso di cassa *adjusted* si ridetermina in 12.711 mln, con un incremento di 5.985 mln rispetto allo stesso periodo 2020. 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*.

## 9. I PRINCIPALI RISULTATI DEL 2022

In un contesto di mercato complessivamente favorevole, i risultati dell'esercizio 2022 sono stati sostenuti dal controllo dei costi, dall'efficacia operativa e dall'attenta gestione dei rischi derivanti dalla volatilità dei prezzi e dalla carenza di offerta.

Nell'esercizio 2022, il Gruppo ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di 20.386 milioni, in crescita di 10.722 milioni rispetto al 2021, grazie alla forte *performance* operativa di E&P, trainata dai maggiori prezzi di realizzo, dalle ottimizzazioni nel *business* GGP, facendo leva sulla flessibilità del portafoglio gas e GNL, nonché del *business* R&M, a seguito della disponibilità degli impianti e dall'ottimizzazione dei costi in un contesto di margini molto favorevoli.

La tabella seguente mette a confronto i principali risultati del 2022 con l'esercizio precedente.

**Tabella 57 - Principali dati economici consolidati del 2022**

(milioni di euro)

	2022	2021	Var. ass.	Var. %
<b>Ricavi della gestione caratteristica</b>	<b>132.512</b>	<b>76.575</b>	<b>55.937</b>	<b>73,0</b>
<b>Utile (perdita) operativo</b>	<b>17.510</b>	<b>12.341</b>	<b>5.169</b>	<b>41,9</b>
<b>Utile (perdita) operativo <i>adjusted</i></b>	<b>20.386</b>	<b>9.664</b>	<b>10.722</b>	<b>110,9</b>
Dettaglio per settore di attività:				
<i>Exploration &amp; Production</i>	16.411	9.293	7.118	76,6
<i>Global Gas &amp; LNG Portfolio</i>	2.063	580	1.483	255,7
<i>Refining &amp; Marketing e Chimica</i>	1.929	152	1.777	1.169,1
<i>Plenitude &amp; Power</i>	615	476	139	29,2
<i>Corporate e altre attività</i>	(622)	(593)	(29)	(4,9)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	(10)	(244)	234	95,9
<b>Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni</b>	<b>13.887</b>	<b>5.821</b>	<b>8.066</b>	<b>138,6</b>
Eliminazione utile (perdita) di magazzino	(401)	(1.060)	659	62,2
Esclusione <i>special item</i>	(185)	(431)	246	57,1
<b>Utile (perdita) netto <i>adjusted</i> di competenza azionisti Eni</b>	<b>13.301</b>	<b>4.330</b>	<b>8.971</b>	<b>207,2</b>

La *performance* operativa ha conseguito tale risultato con il seguente contributo per settore:

- E&P ha conseguito un incremento di utile operativo *adjusted* del 77 per cento, pari a 16,4 miliardi, grazie all'elevato grado di leva operativa rispetto allo scenario delle materie prime;
- GGP ha realizzato una *performance* operativa di 2,1 miliardi, provvedendo alla sostituzione di gas russo con gas *equity* o da paesi ove opera Eni ed assicurando la continua ottimizzazione del portafoglio gas e GNL in un contesto di offerta insufficiente,

garantendo stabilità e sicurezza degli approvvigionamenti per i clienti e la gestione dei rischi finanziari;

- R&M e Chimica ha ottenuto un utile operativo *adjusted* di 1,9 miliardi, rispetto a 152 milioni nel 2021, grazie alla disponibilità degli impianti e all'ottimizzazione dei prodotti cogliendo le opportunità della ripresa dello scenario di raffinazione, mentre le misure di efficienza hanno attenuato l'impatto dell'incremento dei costi energetici;
- Plenitude ha registrato un utile operativo *adjusted* pari a 345 milioni, in riduzione del 5 per cento rispetto al 2021, per effetto dello sfidante scenario di mercato. Il *business* Power di produzione di energia da impianti a gas ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di 270 milioni, più che raddoppiando rispetto all'anno 2021 per effetto dello scenario prezzi favorevole. L'utile operativo *adjusted* del settore Plenitude & Power, pari a 615 milioni è ottenuto con una rettifica positiva per gli *special item* di 1.440 milioni;
- il risultato dell'aggregato *Corporate* e altre attività, in peggioramento per 29 milioni sul 2021, include principalmente i costi delle sedi direzionali Eni al netto dei riaddebiti alle società operativi per la fornitura di servizi generali, amministrativi, finanziari, ICT, risorse umane, legali, affari societari, nonché i costi operativi delle attività di bonifica di aree di proprietà del Gruppo inattive a seguito della cessazione di precedenti operazioni industriali, al netto dei margini di società controllate *captive* che forniscono servizi specialistici al *business* (assicurazioni, finanziario, *recruitment*).

L'utile netto *adjusted* di competenza degli azionisti Eni risulta più che triplicato, passando da 4,3 miliardi nel 2021 a 13,3 miliardi nell'esercizio successivo, grazie ai risultati della gestione industriale e al notevole contributo delle partecipate, valutate con il metodo del patrimonio netto.

## 10. CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

1. Eni S.p.A. ( di seguito anche “Eni” o “la Società”) opera, quale azienda globale dell’energia, in tutta la catena del valore, svolgendo attività di esplorazione, estrazione e produzione, nonché distribuzione e commercializzazione di prodotti energetici, fino allo sviluppo di processi di economia circolare.

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 2021, il Gruppo Eni S.p.A. è presente in 69 Paesi con 31.888 dipendenti, di cui 11.256 all’estero. La Società controlla, come Capogruppo, 329 società (83 in Italia e 246 all’estero) e detiene partecipazioni in ulteriori 127 società controllate congiuntamente (*joint venture* e *joint operation*), di cui 32 in Italia e 95 all’estero e altre 26 partecipazioni rilevanti (4 in Italia e 22 all’estero).

La partecipazione azionaria è soggetta al limite statutario del tre per cento del capitale sociale (art. 6.1 dello statuto; sono esclusi da tale limite il Ministero dell’economia e delle finanze, gli Enti pubblici, o soggetti da questi controllati), 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.

2. Nel complesso, il 2021 ha visto il significativo rimbalzo dei risultati consolidati, che chiudono con un utile di 5,82 miliardi rispetto alla perdita di 8,64 miliardi nel 2020 e un flusso di cassa operativo di 12,86 miliardi, cresciuto di circa 8 miliardi rispetto al 2020.

Gli effetti della pandemia hanno continuato a pesare sul settore raffinazione e vendita (*Refining and Marketing* - R&M) a causa della lenta ripresa del traffico aereo internazionale e della conseguente debole domanda di *jet fuel*, che ha penalizzato la redditività della raffinazione tradizionale, su cui hanno pesato anche i maggiori costi delle *utility* indicizzate al gas e i maggiori oneri per acquisto di certificati emissivi, più che raddoppiati a causa della ripresa e dell’aumento del consumo di carbone in sostituzione del gas.

Il Piano Strategico 2022-2025, comunicato da Eni a marzo 2022, prevede una strategia volta a garantire la sicurezza e la sostenibilità del sistema energetico, mantenendo una netta focalizzazione sulla transizione energetica equa e sulla creazione di valore per gli *stakeholder*. Eni persegue questi obiettivi facendo leva sull'*upstream* e sulle *partnership* con Paesi produttori per reperire opportunità di forniture di gas alternative e addizionali e accelerando i propri obiettivi di decarbonizzazione, per abbattere le emissioni *scope 1, 2 e 3*.

Eni accelera il percorso verso l'obiettivo delle zero emissioni nette, con una riduzione delle emissioni *scope 1, 2 e 3* del 35 per cento entro il 2030 e dell'80 per cento entro il 2040, rispetto ai livelli del 2018. Per le emissioni *scope 1 e 2* è previsto un taglio del 40 per cento entro il 2025 e il raggiungimento delle zero emissioni nette entro il 2035, in anticipo di cinque anni rispetto al precedente piano.

**3.** Nel 2021 la consistenza media del personale in servizio presso Eni S.p.A. risulta in riduzione rispetto al 2020 (-342 risorse medie), principalmente a causa di un efficientamento gestionale; il costo del lavoro passa da 1.238 milioni a 1.286 mln, con un aumento di 48 mln rispetto al 2020, principalmente per effetto dell'incremento dei costi per esodi agevolati.

La forza lavoro del Gruppo, a fine 2021, era di 31.888 risorse, di cui 20.632 in Italia (64,7 per cento) e 11.256 all'estero (35,3 per cento). Nel 2021, l'occupazione complessiva cresce di 1.113 persone rispetto al 2020, pari a +3,6 per cento, con una riduzione in Italia (-538 dipendenti) e una crescita all'estero (+1.651 dipendenti). Il costo del lavoro del Gruppo, nel 2021, è sostanzialmente in linea rispetto al 2020 (+25 milioni, pari allo 0,9 per cento), principalmente a seguito dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro USA compensato da maggiori oneri per incentivazione all'esodo.

**4.** In ordine ai principali risultati economico-finanziari, Eni SpA chiude l'esercizio 2021 con un utile netto di 7.675 mln, rispetto a 1.607 mln del 2020, con un incremento di 6.068 mln, per effetto, essenzialmente, del miglioramento del risultato operativo (+4.554 mln), del migliore risultato finanziario (+92 mln), dei maggiori proventi su partecipazioni (+399 mln) e di minori imposte per 1.023 mln. Il miglioramento del risultato operativo è riferibile essenzialmente alle linee di *business R&M* (+1.933 mln), *E&P* (+1.692 mln) e *Global Gas & LNG Portfolio* (+999 mln). Il patrimonio netto di Eni risulta pari a 51.039 mln, in aumento del 14,2 per cento rispetto al 2020 (esercizio in cui era pari a 44.707 mln), per effetto, principalmente, dell'incremento dell'utile dell'esercizio (+6.068 mln), a fronte dell'incremento delle azioni proprie (+377 mln)

e del decremento delle altre riserve di utili disponibili (-1.367 mln) .

5. Il Gruppo Eni ha chiuso il bilancio con un utile netto di 5.840 mln, rispetto alla perdita netta di 8.628 mln del 2020. I risultati del 2021 sono stati influenzati in maniera significativa dalla ripresa dello scenario dei prezzi delle *commodity* energetiche. In media, nel 2021, il prezzo di riferimento del *marker* Brent si attesta a 71 \$/barile (+70 per cento rispetto al 2020). Il mercato europeo del gas è stato caratterizzato da condizioni estreme a causa dell'offerta "corta" e delle incertezze sui flussi di approvvigionamento dalla Russia.

L'utile netto di competenza degli azionisti Eni è stato di 5.821 milioni nel 2021, rispetto alla perdita netta di 8.635 milioni del 2020. Il risultato netto ottenuto, ritornato sui livelli pre-Covid, ha beneficiato della crescita di proporzioni rilevanti dell'utile operativo a 12.341 milioni, rispetto alla perdita operativa di 3.275 milioni del 2020, impattato dalle misure di *lockdown* per contenere la diffusione della pandemia Covid-19.

Il Gruppo ha conseguito, nell'esercizio 2021, un utile netto *adjusted* di 4.330 milioni, per effetto della *performance* operativa e beneficiando anche del miglioramento del *tax rate* (50 per cento nel 2021, rispetto al 175 per cento del 2020).

Il flusso di cassa netto da attività operativa (*cash flow*) ammonta, come detto, a 12,86 mld, in aumento, rispetto ai 4,82 mld del 2020, del 166,8 per cento, sostenuto dal miglioramento dello scenario *upstream*.

L'indebitamento finanziario netto, al 31 dicembre 2021, è pari a 14.324 milioni, in riduzione di 2.262 milioni rispetto al 2020. I debiti finanziari e le obbligazionari ammontano a 27.794 milioni, di cui 4.080 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 1.781 milioni) e 23.714 milioni a lungo termine.

Nel 2021, il risultato della gestione industriale di Gruppo prima degli oneri straordinari (utile operativo *adjusted*) e la generazione di cassa operativa hanno registrato un incremento di quasi 8 miliardi per entrambi rispetto al 2020, dovuto essenzialmente allo scenario prezzi degli idrocarburi.

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2021 (76.575 mln) sono aumentati di 32.588 mln rispetto al 2020 (+74,09 per cento).

Il patrimonio netto è aumentato di 7.022 mln per effetto, principalmente, dell'incremento dell'utile dell'esercizio (+14.456 mln), a fronte del decremento dell'utile relativo agli esercizi precedenti (-11.293 mln) della riserva OCI per strumenti derivati *cash flow hedge* (-891 mln),

della riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto (-31 mln) e delle azioni proprie (-377 mln).

Da rilevare, infine, che in un contesto di mercato complessivamente favorevole, i risultati dell'esercizio 2022 sono stati molto positivi, sostenuti dal controllo dei costi, dall'efficacia operativa e dall'attenta gestione dei rischi derivanti dalla volatilità dei prezzi e dalla carenza di offerta. Il Gruppo ha conseguito un utile operativo *adjusted* di 20.386 milioni, in crescita di 10.722 milioni rispetto al 2021, grazie alla forte *performance* operativa di E&P, trainata dai maggiori prezzi di realizzo, dalle ottimizzazioni nel *business* GGP, facendo leva sulla flessibilità del portafoglio gas e GNL, nonché del *business* R&M, a seguito della disponibilità degli impianti e dall'ottimizzazione dei costi in un contesto di margini molto favorevoli.

CORTE DEI CONTI - SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

