



CORTE DEI CONTI

SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

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

2022

Determinazione del 7 maggio 2024, n. 67



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.

2022

Relatore: Presidente di sezione Manuela Arrigucci

Ha collaborato

per l'istruttoria e l'elaborazione dei dati:

Dr. Roberto Andreotti



CORTE DEI CONTI

SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

nell'adunanza del 7 maggio 2024;

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 2022, nonché le annesse relazioni del Consiglio di amministrazione e del Collegio sindacale, trasmessi alla Corte dei conti in adempimento dell'art. 4 della citata legge n. 259 del 1958;

esaminati gli atti;

udito il relatore Presidente di Sezione Manuela Arrigucci e, sulla sua proposta, discussa e deliberata la relazione con la quale la Corte, in base agli atti ed agli elementi acquisiti, riferisce alle Presidenze delle due Camere del Parlamento il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria della Società per l'esercizio 2022;

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 2022 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

firmato digitalmente

DIRIGENTE

Fabio Marani

firmato digitalmente
depositata in segreteria

INDICE

PREMESSA	1
1. PROFILI ORDINAMENTALI	2
1.1 Oggetto sociale e assetto societario	2
1.2 Elementi di sintesi dell'esercizio 2022.....	5
1.3 Contributo straordinario a carico delle imprese del settore energetico.....	7
1.4 Sistema normativo interno.....	8
2. IL GOVERNO SOCIETARIO, GLI ORGANI E IL SISTEMA DEI CONTROLLI.....	11
2.1 La <i>Corporate Governance</i>	11
2.2 L'Assemblea degli azionisti.....	12
2.3 Il Consiglio di amministrazione.....	15
2.3.1 Il Presidente	17
2.3.2 L'Amministratore delegato	18
2.3.3 I Comitati	19
2.4 Il Collegio sindacale.....	20
2.5 La remunerazione degli organi e della dirigenza	21
2.6 Il sistema di controllo interno e gestione dei rischi.....	24
2.7 Il sistema normativo anticorruzione	28
3. LE RISORSE UMANE	29
3.1 Personale e costo del lavoro in Eni S.p.A.	29
3.2 Personale e costo del lavoro del Gruppo.....	30
3.2.1 Formazione.....	34
3.2.2 Contenzioso del lavoro.....	35
3.2.3 La sicurezza	36
4. STRUTTURA ORGANIZZATIVA, PROFILI GESTIONALI E OPERATIVI, PARTECIPAZIONI.....	38
4.1 La nuova struttura organizzativa	38
4.2 Principali risultati per settori operativi.....	40
4.2.1 Settore <i>Exploration & Production</i> (E&P)	40
4.2.2 Settore <i>Global Gas & LNG Portfolio</i>	41

4.2.3 Settore <i>Refining & Marketing</i> (R&M) e Chimica	41
4.2.4 Settore <i>Plenitude & Power</i>	42
4.3 Attività di approvvigionamento	43
5. IL PIANO STRATEGICO 2023-2026 E DI LUNGO TERMINE (ROAD MAP 2050)	52
5.1 Dettagli per linea di <i>business</i> del Piano 2023-2026 e del Piano di lungo termine al 2050.....	53
5.2 Operazioni più rilevanti.....	56
5.3 Principali attività e risultati in materia di transizione energetica	58
5.3.1 Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza.....	60
6. IL CONTENZIOSO.....	62
6.1 Procedimenti civili o amministrativi in materia di salute, sicurezza e ambiente	73
6.2 Procedimenti in materia di responsabilità penale amministrativa di impresa	82
6.3 Altri procedimenti penali.....	83
6.4 Contenziosi fiscali	86
7. I RISULTATI DELLA GESTIONE DI ENI S.P.A.	87
7.1 Contenuto e forma del bilancio di esercizio di Eni S.p.A.....	88
7.2 Lo stato patrimoniale.....	88
7.2.1 L'attivo dello stato patrimoniale	88
7.2.2 Il passivo dello stato patrimoniale	95
7.3 Il conto economico	106
7.4 Il rendiconto finanziario.....	113
8. IL BILANCIO CONSOLIDATO DEL GRUPPO ENI.....	115
8.1 Sintesi dei risultati del Gruppo nell'esercizio 2022	115
8.2 Contenuto e forma del bilancio consolidato nel 2021	116
8.3 Lo stato patrimoniale consolidato	117
8.3.1 L'attivo dello stato patrimoniale	117
8.3.2 Il passivo dello stato patrimoniale	122
8.4 Il conto economico consolidato	134
8.5 Il rendiconto finanziario consolidato	141
9. CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE	143

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 - Composizione azionariato.....	3
Tabella 2 - Presenza di genere negli organi di amministrazione e controllo	13
Tabella 3 - Compensi spettanti agli organi.....	24
Tabella 4 - La gestione delle segnalazioni*	26
Tabella 5 - Personale Eni S.p.A.	29
Tabella 6 - Costo del lavoro in Eni S.p.A.	29
Tabella 7 - Personale del Gruppo (società consolidate integralmente).....	31
Tabella 8 - Composizione del personale del Gruppo Eni distinto per qualifica.....	31
Tabella 9 - Occupazione con riferimento alle pari opportunità	32
Tabella 10 - Occupati per area geografica	33
Tabella 11 - Costo del lavoro Gruppo Eni	34
Tabella 12 - Formazione	34
Tabella 13 - Formazione anticorruzione	35
Tabella 14 - Contenzioso in materia di lavoro	36
Tabella 15 - Infortuni sul lavoro	37
Tabella 16 - Imprese controllate, controllate congiunte e collegate al 31 dicembre 2022	48
Tabella 17 - Progetti finanziati al 31.12.2023	61
Tabella 18 - Stato patrimoniale - Eni S.p.A. - attivo.....	89
Tabella 19 - Crediti commerciali e altri crediti	90
Tabella 20 - Partecipazioni	92
Tabella 21 - Variazioni partecipazioni	93
Tabella 22 - Stato patrimoniale - Eni S.p.A. - passivo	95
Tabella 23 - Debiti commerciali e altri debiti	96
Tabella 24 - Altre passività	96
Tabella 25 - Passività finanziarie a breve, a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine	98
Tabella 26 - Prestiti obbligazionari al 31.12.2022	99
Tabella 27 - Indebitamento finanziario netto	100
Tabella 28 - Altre passività non correnti.....	101

Tabella 29 - Patrimonio netto	102
Tabella 30 - Variazione del patrimonio netto	104
Tabella 31 - Strumenti finanziari derivati e <i>hedge accounting</i>	105
Tabella 32 - Conto economico – Eni S.p.A.....	106
Tabella 33 - Ricavi della gestione caratteristica	107
Tabella 34 - Proventi e oneri finanziari.....	109
Tabella 35 - Proventi netti su partecipazioni	110
Tabella 36 - Dettaglio proventi su partecipazioni	110
Tabella 37 - Dettaglio svalutazioni e altri oneri.....	111
Tabella 38 - Imposte sul reddito	112
Tabella 39 - Rendiconto finanziario – Eni S.p.A.....	113
Tabella 40 - Stato patrimoniale consolidato – attivo.....	118
Tabella 41 - Immobili, impianti e macchinari	120
Tabella 42 - Partecipazioni (metodo del patrimonio netto)	121
Tabella 43 - Stato patrimoniale consolidato - passivo	123
Tabella 44 - Passività finanziarie a breve termine.....	124
Tabella 45 - Debiti commerciali ed altri debiti.....	124
Tabella 46 - Passività finanziarie non correnti.....	125
Tabella 47 - Fondi per rischi e oneri	127
Tabella 48 - Patrimonio netto consolidato di Eni	129
Tabella 49 - Indebitamento finanziario netto e <i>leverage</i>	132
Tabella 50 - Strumenti finanziari derivati e <i>hedge accounting</i>	133
Tabella 51 - Conto economico consolidato	134
Tabella 52 - Ricavi della gestione caratteristica	136
Tabella 53 - Utile operativo	137
Tabella 54 - Utile operativo <i>adjusted</i>	138
Tabella 55 - Rendiconto finanziario consolidato riclassificato	141

INDICE DEI GRAFICI

Grafico 1	45
Grafico 2	46

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 2022 e sulle questioni più significative emerse successivamente.

La precedente relazione, riguardante l'esercizio 2021, è stata approvata con determinazione n. 47 del 18 aprile 2023, pubblicata in Atti Parlamentari, XIX Legislatura, Doc. XV, n. 79.

1. PROFILI ORDINAMENTALI

1.1 Oggetto sociale e assetto societario

Eni S.p.A. (di seguito anche “Eni” o “la Società”), quale azienda globale dell’energia, svolge attività di esplorazione, estrazione e produzione, nonché di distribuzione e commercializzazione di prodotti energetici ed è impegnata nello sviluppo di processi di economia circolare.

È società emittente titoli, 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 2022 il Gruppo Eni S.p.A. è presente in 62 Paesi con 31.376¹ dipendenti, di cui 20.471 in Italia e 10.905 all’estero. A tale data la Società controlla, come Capogruppo, 401 società (126 in Italia e 275 all’estero) e detiene partecipazioni in ulteriori 134 società controllate congiuntamente (*joint venture* e *joint operation*), di cui 36 in Italia e 98 all’estero, e altre 24 partecipazioni rilevanti² (3 in Italia e 21 all’estero).

Il capitale sociale, costituito da azioni ordinarie nominative indivisibili, ognuna delle quali dà diritto ad un voto, ammonta, al 31 dicembre 2022, ad euro 4.005.358.876, interamente versati, ed è rappresentato da 3.571.148.977 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.

¹ Il dato comprende le sole società consolidate integralmente.

² 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.

La partecipazione azionaria superiore al tre per cento non incide sull'esercizio dei diritti patrimoniali, ma non consente, con riguardo alle azioni eccedenti il limite stesso³, 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 S.p.A.).

Il citato Ministero, in forza della partecipazione detenuta sia direttamente (con il 4,41 per cento), sia indirettamente (con il 26,21 per cento) tramite Cassa depositi e prestiti S.p.A. (Cdp S.p.A.), 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 S.p.A..

Si riporta, di seguito, la composizione dell'azionariato sulla base delle segnalazioni nominative, relative ai percettori della seconda *tranche* dell'erogazione in luogo del dividendo dell'esercizio 2022, effettuate dagli intermediari⁴.

Tabella 1 - Composizione azionariato

Azionisti	Numero azioni	%
Cassa depositi e prestiti	936.179.478	26,21
Ministero dell'economia e delle finanze	157.552.137	4,41
Eni	226.097.834	6,33
Altri	2.251.658.528	63,05
Capitale sociale	3.571.487.977	100

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

³ 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 norme sull'emissione di azioni o di strumenti finanziari partecipativi previsti dalla disposizione stessa.

⁴ Sulla base delle segnalazioni nominative dei percettori della seconda *tranche* dell'erogazione in luogo del dividendo dell'esercizio 2022 effettuate dagli intermediari (data stacco 21 novembre 2022 - record date 22 novembre 2022 - data pagamento 23 novembre 2022) la ripartizione dell'azionariato per area geografica è la seguente: n. 262.651 in Italia (per il 51,49 per cento del capitale Eni); n. 530 in U.K. ed Irlanda (per il 3,36 per cento del capitale Eni); n. 2.856 in altri Stati U.E. (per il 13 per cento del capitale sociale); n. 1.140 in Usa e Canada (per il 15,34 per cento del capitale sociale Eni); n. 1.216 nel resto del mondo (per l'8,88 per cento del capitale sociale). A questi si aggiunge una quota pari all'1,59 per cento del capitale sociale per la quale non sono state effettuate segnalazioni nominative, oltre al 6,33 per cento di azioni proprie.

Con riguardo alle società che operano nei settori dell'energia, il citato 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 anche 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 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 ("Programma di *buyback*") 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).

Il Cda del 26 maggio 2022 ha, tra l'altro, stabilito che, a seguito della delibera di annullamento delle azioni proprie adottata dall'Assemblea degli azionisti dell'11 maggio 2022, Eni S.p.A. 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 12 maggio 2023 Eni ha acquistato 980.441 azioni proprie, al prezzo medio ponderato di 13,3065 euro per azione, per un controvalore complessivo di 13.046.238,17 euro nell'ambito dell'autorizzazione deliberata dall'Assemblea il 10 maggio 2023, già oggetto di informativa ai sensi dell'art. 144-bis del Regolamento Consob 11971/1999.

A seguito degli acquisti effettuati il 12 maggio 2023, considerando le azioni proprie già in portafoglio e l'annullamento di 195.550.084 azioni proprie deliberato dall'Assemblea il 10 maggio 2023 e in corso di esecuzione, Eni deteneva n. 31.528.191 azioni proprie, pari allo 0,93 per cento del capitale sociale post annullamento.

Per effetto degli acquisti effettuati fino al 29 settembre 2023, considerando le azioni proprie già in portafoglio, Eni deteneva a tale data 106.657.367 azioni proprie, pari al 3,16 per cento del capitale sociale.

Nei mesi di settembre e novembre Eni ha pagato la prima e la seconda *tranche* trimestrale del dividendo 2022 di 0,22 euro per azione ciascuna, pari a 1,47 miliardi.

La terza *tranche* del dividendo dell'esercizio 2022 è stata pagata il 2 marzo 2023, mentre la quarta *tranche* è stata pagata il 24 maggio 2023.

Per il 2023 Eni ha annunciato un dividendo annuo di 0,94 euro per azione, in aumento del 7 per cento rispetto al 2022 e un programma di riacquisto di azioni proprie per 2,2 mld (fino a un massimo di 3,5 mld).

1.2 Elementi di sintesi dell'esercizio 2022

Nello scenario globale determinato dagli effetti della crisi pandemica, Eni ha continuato nel proprio impegno al raggiungimento dei risultati previsti dall'Agenda 2030. In relazione all'emergenza da Covid-19, sono proseguite iniziative specifiche per supportare le unità di *business* attraverso: il monitoraggio degli aggiornamenti epidemiologici e delle nuove linee guida emesse da organi internazionali; l'aggiornamento e l'attuazione di misure ai fini della prevenzione e del contenimento; l'attuazione di misure di medicina dei viaggi per la riduzione del rischio per il personale in trasferta; l'utilizzo del servizio di trasporto internazionale con supporto medico per il personale in gravi condizioni di salute.

Nel 2022 si è registrato un importante ricorso allo *smart working* (accordo sottoscritto ad ottobre 2021), pervisto per i dipendenti in Italia per 8 gg/mese per le sedi e gli uffici e per 4 gg/mese per i siti operativi; sono state previste varie opzioni di *welfare* a sostegno della genitorialità e della disabilità, nonché della salute delle persone o dei loro familiari conviventi, ulteriormente arricchito con un'opzione per gestire casi di problemi di salute temporanei, improvvisi e non pianificabili, di un componente convivente del nucleo familiare.

Il modello di *smart working* è stato progressivamente adottato anche in altri Paesi in coerenza con le normative locali.

Il conflitto russo-ucraino ha avuto un importante impatto sul mercato petrolifero e ha determinato tensioni nell'offerta del gas naturale, soprattutto in Europa. Oltre all'incertezza associata al rischio geopolitico, nel corso del primo semestre 2022 i prezzi del petrolio sono stati sostenuti dal positivo andamento dell'economia globale, dovuto alla riapertura post-pandemica dell'economia nei Paesi Occidentali e alla ripresa della domanda di carburanti in tutti i settori finali di utilizzo, compreso il settore delle linee aeree che era stato fortemente

penalizzato dalla pandemia durante tutto il corso del 2021.

La ripresa dell'inflazione, dovuta principalmente alla spinta dei prezzi delle materie prime (energia, ma non solo), ha determinato un brusco cambiamento di politica monetaria da parte delle banche centrali, con la Federal Reserve che per assicurare la stabilità dei prezzi ha deciso rialzi consistenti e ravvicinati dei tassi d'interesse e l'abbandono del "*quantitative easing*".

Le altre banche centrali hanno seguito l'esempio della Fed; tuttavia, il ritmo di stretta monetaria della banca centrale USA è stato nettamente più rapido, con la conseguenza di rafforzare in misura rilevante il rapporto di parità del dollaro rispetto alle altre valute. Questo ha un effetto negativo sulla domanda petrolifera, poiché i contratti sono denominati in dollari e quindi l'acquisto di greggio diventa relativamente più oneroso per i Paesi con valute diverse dal dollaro. Infine, il protrarsi della guerra, l'incertezza sistemica e il rallentamento di alcuni indicatori di attività soprattutto in Europa, hanno innescato aspettative di un rallentamento macroeconomico e anche di scenari di piena recessione. Hanno influito sulla correzione del prezzo anche la resilienza delle produzioni russe, che non sono diminuite, contrariamente alle aspettative degli operatori, e le incertezze circa il ritorno alla normalità della Cina, dopo aver mantenuto la politica di zero tolleranza al Covid per tutto il 2022.

Nel 2022 il prezzo del Brent è stato pari in media annua a circa 101 \$/bbl, con un incremento del 40 per cento rispetto alla media 2021 di circa 70 \$/bbl.

I prezzi del gas naturale hanno registrato una volatilità ancora più accentuata di quella del petrolio, soprattutto in Europa a causa della dipendenza del continente dalle forniture via *pipeline* dalla Russia. Nella parte finale del 2022 e inizio 2023, i prezzi del gas, a causa di una stagione invernale particolarmente mite e abbondante afflusso di GNL dagli USA, hanno retto in maniera sostanziale, chiudendo l'anno su valori pari o inferiori a quelli correnti prima dello scoppio del conflitto russo-ucraino.

Il settore raffinazione di Eni ha beneficiato, nel 2022, di un significativo aumento dei margini, grazie alla ripresa della domanda di carburanti in tutti i settori, compresa l'aviazione civile, la cui scarsa domanda aveva influenzato in modo consistente i risultati del 2021. Inoltre, il mercato ha registrato una sostanziale carenza di gasolio per vari fattori contingenti, tra i quali, minori forniture dalla Russia.

Il settore della chimica, dopo un anno positivo nel 2021, dovuto in particolare alle interruzioni nelle catene di fornitura dovute ai *lockdown* cinesi e altri fattori contingenti, nel 2022 è tornato

a risultati inferiori alle aspettative, a causa della ripresa dell'*export* dal *far East*, della ridotta capacità di assorbimento del mercato cinese, dell'entrata in esercizio di nuova capacità in Medio Oriente, dell'aumento dei costi del petrolio e di quelli energetici di stabilimento indicizzati al gas naturale, nonché di un atteggiamento più cauto dei distributori in relazione alle incertezze macroeconomiche, che hanno indotto gli operatori a minimizzare le giacenze di magazzino, aumentando la disponibilità dei prodotti sul mercato.

In relazione all'urgenza dettata dal cambiamento climatico, Eni sta attuando una strategia di lungo termine finalizzata a trasformare il modello di *business* in chiave sostenibile, per conseguire l'obiettivo di "neutralità carbonica" al 2050, in linea con gli impegni della comunità internazionale presi in occasione dell'Accordo di Parigi sul clima, cioè il conseguimento di zero emissioni nette riferite a tutti i processi e i prodotti commercializzati dal Gruppo in relazione all'intero ciclo di vita e l'annullamento della sottostante intensità emissiva.

Nel complesso, il 2022 si è chiuso con risultati consolidati particolarmente positivi per il Gruppo, con un utile netto di competenza degli azionisti Eni di 13,96 miliardi (rispetto ai 5,82 del 2021) e un flusso di cassa operativo di 17,46 miliardi, cresciuto di 4,6 miliardi rispetto al 2021.

1.3 Contributo straordinario a carico delle imprese del settore energetico

Con riferimento 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 S.p.A., 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.

Il 28 marzo 2023 è stato approvato dal Governo il c.d. "Decreto energia", che prevede la

modifica della base imponibile ai fini del contributo solidaristico ex lege 29 dicembre 2022 n. 197 (legge finanziaria 2023), con la parziale esclusione degli effetti connessi all'utilizzo di riserve di rivalutazione.

Le imposte sul reddito (8.088 milioni) includono l'effetto dell'applicazione del contributo solidaristico straordinario a carico delle imprese del settore energetico per l'esercizio 2022 previsto dalla legge n. 51 del 20 maggio 2022 ("Decreto Ucraina") per 1.036 milioni, il prelievo addizionale sugli utili delle società del settore energia del Regno Unito e in Germania nonché lo stanziamento del contributo solidaristico italiano istituito dalla legge n. 197 del 2022 sulla base del reddito imponibile del 2022, al lordo della distribuzione di riserve di rivalutazione.

1.4 Sistema normativo interno

Le attività operative di Eni sono regolate secondo 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;
- 49 *Management System Guideline* "MSG", articolate in:
 - 1 MSG del Sistema normativo, che definisce il processo di gestione del Sistema normativo;
 - 12 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-corruzione; *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 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;

- 36 MSG di processo, che definiscono, per ciascun processo aziendale, le linee guida finalizzate ad un'adeguata gestione del processo di riferimento e 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 e bilancio, finanza, etc);
- 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 disciplinati.

Il 26 gennaio 2023 il Cda di Eni S.p.A. ha aggiornato le linee fondamentali della *Policy* Sistema Normativo, sulla base delle esigenze operative e di governo richieste dal nuovo modello di *business* di Eni: la nuova strategia di Eni, basata su una sempre maggiore diversificazione di attività e di tipologie di forme societarie gestite, ha infatti richiesto un'evoluzione dell'architettura, degli strumenti e delle regole del Sistema Normativo definito agli inizi del 2010. Attraverso le soluzioni identificate, si è puntato verso un Sistema Normativo che, con approccio *risk-based* e a parità di efficacia del SCIGR, sia caratterizzato da:

- strumenti normativi più fruibili;
- processi decisionali e operativi più snelli;
- un ruolo più attivo e maggior consapevolezza del *management* nell'individuazione dei rischi e delle azioni per la loro mitigazione.

Rimane confermata un'architettura basata su 4 livelli (*Policy*, *MSG*, *Procedure*, *Operating Instruction*), con strumenti sia di direzione e coordinamento verso le società controllate sia di operatività aziendale.

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 del 10 maggio 2023 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, riferito al Gruppo Eni, pari a ad euro 10,264 milioni. 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 27,200 milioni (23,369 milioni nel 2021).

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, con possibilità di rielezione per un periodo non superiore a tre esercizi, 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 convocata per l’approvazione del bilancio dell’esercizio 2022.

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 il 10 maggio 2023 (convocata il 30 marzo 2023), ha deliberato, per la parte ordinaria:

- l'approvazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2022 di Eni S.p.A., che chiude con l'utile di 5.403.018.837,87 euro;
- l'attribuzione dell'utile di esercizio di 5.403.018.837,87 euro alla riserva disponibile;
- la determinazione in 9 del numero degli amministratori e la nomina del Consiglio di amministrazione e del suo Presidente per la durata di tre esercizi, con scadenza alla data dell'Assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2025;
- la determinazione del compenso annuo spettante al Presidente del Consiglio di amministrazione e agli altri Consiglieri nella misura, rispettivamente, di 90.000 euro lordi e di 80.000 euro lordi, oltre al rimborso delle spese per l'assolvimento dell'incarico;
- la nomina del Collegio sindacale e del suo Presidente per la durata di tre esercizi e, comunque, fino alla data dell'Assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2025;
- la determinazione del compenso annuo spettante al Presidente del Collegio sindacale e a ciascun Sindaco effettivo nella misura, rispettivamente, di 85.000 euro lordi e di 75.000 euro lordi, oltre al rimborso delle spese per l'assolvimento dell'incarico;
- l'approvazione del Piano di incentivazione di lungo termine 2023-2025, conferendo al Consiglio di amministrazione ogni potere necessario per la sua attuazione;
- l'autorizzazione al Consiglio di amministrazione a disporre fino a un massimo di 16 milioni di azioni proprie per l'attuazione del Piano, autorizzando a tal fine la disposizione anche delle azioni proprie originariamente destinate al precedente Piano ILT azionario 2020-2022, per la parte relativa alle azioni non utilizzate, pari a circa 6,7 milioni;
- l'autorizzazione al 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 alla fine di aprile 2024, alle condizioni specificate nel verbale dell’Assemblea;
- l’autorizzazione al Consiglio di amministrazione a procedere alla disposizione, in una o più volte, di tutte o parte delle azioni proprie in portafoglio diverse da quelle acquistate per finalità di remunerazione degli azionisti, senza limiti temporali, anche prima di aver esaurito il quantitativo massimo di azioni acquistabile;
 - in conformità con la politica di remunerazione degli azionisti approvata dal Consiglio di amministrazione di Eni S.p.A. in data 22 febbraio 2023:
 - di approvare la distribuzione, a titolo e in luogo del pagamento del dividendo relativo all’esercizio 2023, di una somma di euro 0,94 per azione da operarsi, in *tranches*, nei mesi di settembre 2023 (per l’importo di euro 0,24 per azione), novembre 2023 (per l’importo di euro 0,23 per azione), marzo 2024 (per l’importo di euro 0,24 per azione), e maggio 2024 (per l’importo di euro 0,23 per azione);
 - di approvare l’utilizzo di riserve disponibili per il pagamento della *tranche* di euro 0,24 prevista per il mese di settembre 2023, utilizzando a tal fine anche l’ammontare residuo (di euro 188.978.048,40) della riserva *ex lege* 21 novembre del 2000, n. 342, il cui utilizzo è stato oggetto di deliberazione da parte dell’Assemblea dell’11 maggio 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, così come richiamato dall’art. 13 della legge n. 342 del 2000 - della “Riserva di rivalutazione legge n. 342/2000” per euro 2.300.000.000,00;
- di approvare, per lo scopo di cui sopra, l’utilizzo del predetto importo di euro 2.300.000.000,00, ovvero, in subordine - qualora l’osservanza delle previsioni di legge richieste per il completamento della procedura di cui all’art. 2445 del codice civile non dovesse consentirne l’immediato l’utilizzo in tempo utile per l’erogazione delle successive *tranches*, ovvero venisse ritenuto necessario od opportuno nell’interesse degli azionisti, procedere in altro modo a tali fini - 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. 195.550.084 azioni proprie senza valore nominale, mantenendo invariato l’ammontare del capitale sociale e procedendo alla riduzione della relativa riserva per l’importo di euro 2.399.992.593 (pari al valore di carico delle azioni annullate) e conseguente modifica dell’articolo 5.1. dello Statuto sociale;
- l’autorizzazione, al Consiglio di amministrazione, all’annullamento fino ad un massimo di n. 275.000.000 azioni proprie senza valore nominale, che verranno eventualmente acquisite in base all’autorizzazione assembleare con la finalità di remunerare gli azionisti e la conseguente modifica dell’art. 5 dello Statuto sociale, nei termini indicati dalla Relazione del Consiglio all’Assemblea.

L’Assemblea ha, inoltre, approvato la prima sezione e deliberato in senso favorevole sulla seconda sezione della Relazione sulla politica di remunerazione 2023-2026 e sui compensi corrisposti nel 2022, prevista dall’art. 123-ter, 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'Assemblea del 10 maggio 2023 è stato nominato il nuovo Cda, composto di 9 amministratori, di cui 7 hanno dichiarato il possesso dei requisiti di indipendenza stabiliti dalla legge (artt. 147-ter, comma 4, e 148, comma 3, del Testo unico della finanza) richiamati dallo Statuto, al momento della candidatura o comunque della nomina, nonché dal Codice di *corporate governance*. Dei nove amministratori nominati, sei sono stati tratti dalla lista presentata dal Ministero dell'economia e delle finanze (lista di "maggioranza") e tre dalla lista presentata da investitori istituzionali italiani ed esteri (lista di "minoranza"). L'Assemblea ha, altresì, nominato il Presidente del Consiglio di amministrazione.

Nell'ambito degli Amministratori indipendenti, in data 11 maggio 2023, il Cda ha nominato un *lead independent director*, ai sensi della raccomandazione 13, lettera c) del Codice di *corporate governance*.

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 2022 il Consiglio di amministrazione si è riunito 16 volte con una media di partecipazione del 97,9 per cento degli amministratori.

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.

In data 11 maggio 2023, il Cda ha confermato la nomina dell'Amministratore delegato e Direttore generale, al quale ha conferito i poteri di amministrazione della Società con esclusione di specifiche attribuzioni che il Consiglio si è riservato, oltre a quelle non delegabili a norma di legge.

L'Amministratore delegato 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 direzione⁵.

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).

⁵ Il Comitato di direzione è presieduto dall'Amministratore delegato ed è composto, alla data del 1° gennaio 2023, da 26 membri. L'AD si avvale del supporto di questo Comitato in vista delle riunioni del Consiglio di amministrazione e ogniqualvolta lo ritenga opportuno.

2.3.3 I Comitati

Nella riunione del 14 maggio 2020 il Consiglio ha istituito quattro comitati interni con funzioni consultive e propositive: a) il Comitato controllo e rischi; b) il Comitato remunerazione; c) il Comitato per le nomine e d) il Comitato sostenibilità e scenari. Il Consiglio ha così confermato l'istituzione di tutti i Comitati raccomandati dal Codice oltre al 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 sono disciplinati dal Consiglio, in appositi regolamenti, in coerenza con i criteri fissati dal Codice di autodisciplina.

Il Comitato controllo e rischi, il Comitato remunerazione e il Comitato per le nomine sono attualmente composti da soli Amministratori indipendenti; il Comitato sostenibilità e scenari è attualmente composto da Amministratori non esecutivi in maggioranza indipendenti. I Presidenti dei Comitati sono tutti indipendenti; 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 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. Nel corso del 2022 il Comitato si è riunito 17 volte.

Il Comitato remunerazione, che supporta il Consiglio sulle tematiche di remunerazione, è composto da tre amministratori non esecutivi, indipendenti. Nel 2022 si è riunito 7 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 2022 si è riunito in totale 9 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 2022 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. Da ultimo, l'Assemblea degli azionisti del 10 maggio 2023 ha nominato i componenti del nuovo Collegio sindacale per la durata di tre esercizi e, comunque, fino alla data dell'Assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2025.

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 27 gennaio 2010, n. 39, 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 2022 il Collegio sindacale ha tenuto, complessivamente, 20 riunioni.

2.5 La remunerazione degli organi e della dirigenza

La “Relazione sulla remunerazione Eni”⁶ 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.

In data 16 marzo 2023, il Cda ha approvato la relazione sulla remunerazione 2023-2026 e sui compensi corrisposti nel 2022. Le linee guida di Politica sulla remunerazione 2023-2026 prevedono, alla luce del processo istruttorio svolto, delle analisi di *benchmark* effettuate e dei *feedback* ricevuti dal mercato, la conferma della struttura e dei livelli di remunerazione complessiva definiti dalla Politica in vigore.

Il documento espone:

- nella prima sezione, la descrizione della Politica sulla remunerazione per il mandato amministrativo 2023-2026, adottata da Eni S.p.A. per gli Amministratori, i Sindaci, i Direttori generali e gli altri Dirigenti con responsabilità strategiche. La sezione descrive inoltre gli organi societari coinvolti e le procedure utilizzate per l’adozione, l’attuazione e l’eventuale revisione della Politica, nonché le finalità e i principi generali che si applicano anche alle politiche retributive delle società direttamente e

⁶ 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).

indirettamente controllate da Eni, con esclusione delle società quotate controllate (anche a controllo congiunto), direttamente tenute all'applicazione della normativa. La Politica sulla remunerazione è predisposta in linea con i Principi e le raccomandazioni del Codice di *corporate governance*, nonché con le ulteriori indicazioni del Comitato per la *corporate governance*;

- nella seconda sezione, l'attuazione della Politica di competenza 2022, con le informazioni sulla consuntivazione dei risultati e l'indicazione dei compensi maturati e delle partecipazioni detenute, in forma individuale, per gli Amministratori, i Sindaci e i Direttori generali, e in forma aggregata, per gli altri Dirigenti con responsabilità strategiche. La sezione riporta, infine, per il Piano di incentivazione di lungo termine 2020-2022, le informazioni relative all'attuazione 2022, secondo quanto previsto dalla regolamentazione vigente.

In conformità con quanto deliberato dal Consiglio di amministrazione del 4 giugno 2020 e in coerenza con la Politica sulla remunerazione 2020-2023 approvata dall'Assemblea del 13 maggio 2020, nel 2022 sono stati erogati i seguenti compensi:

- per il Presidente è stata erogata una remunerazione fissa complessiva pari a 500.000 euro (90.000 euro per la carica di Presidente e 410.000 euro per le deleghe conferite), oltre a benefici non monetari;
- per gli amministratori non esecutivi sono stati erogati il compenso per la carica pari a 80.000 euro e i compensi per la partecipazione ai Comitati consiliari, 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.

In relazione ai risultati consuntivati nell'esercizio 2022 e deliberati dal Cda del 16 marzo 2023, è maturata l'erogazione di una quota annuale di 2,059 milioni e l'attribuzione di una quota differita di 1,109 milioni (pari rispettivamente al 65 e al 35 per cento dell'incentivo totale di 3,168 milioni). La quota differita dell'incentivo di breve termine attribuita nel 2020, è maturata nel 2022 per un importo pari a 2,134 milioni, in relazione al moltiplicatore finale consuntivato nel periodo di *performance* 2020-2022, deliberato dal Cda del 16 marzo 2023. In attuazione del Piano di lungo termine azionario 2020-2022, approvato dall'Assemblea del 13 maggio 2020, il Cda del 27 ottobre 2022 ha deliberato l'attribuzione all'Amministratore delegato e Direttore generale di n. 203.230 azioni Eni, determinato sulla base della percentuale di incentivazione da applicare alla remunerazione fissa complessiva (150 per cento) e del prezzo di attribuzione deliberato dal Consiglio (11,8093 euro).

Al Presidente e a ciascun componente del Collegio sindacale è stato erogato un compenso, in conformità a quanto previsto dall'Assemblea del 13 maggio 2020, rispettivamente di euro 85.000 e di euro 75.000.

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 2022 agli organi dell'Ente.

Tabella 3 - Compensi spettanti agli organi

Presidente	
Compenso fisso: emolumento carica - art. 2389, comma 1	90.000
Compenso fisso: emolumento deleghe - art. 2389, comma 3	410.000
Totale Presidente	500.000
Componenti del Consiglio di amministrazione*	80.000
Amministratore delegato**	600.000
Collegio sindacale 2020-2023	
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, 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). Vanno aggiunte, altresì, 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. Nel 2021 è stato riconosciuto quale IBT l'importo di 5,302 milioni così suddiviso: a) una quota annuale di 2,059 milioni e l'attribuzione di una quota differita di 1,109 milioni (pari rispettivamente al 65 per cento e al 35 per cento dell'incentivo totale di 3,168 milioni); b) una quota differita dell'IBT attribuita nel 2020, maturata nel 2022, per un importo pari a 2,134 milioni, in relazione al moltiplicatore finale consuntivato nel periodo di performance 2020-2022 deliberato dal Cda nella seduta del 16 marzo 2023. In attuazione del Piano di Lungo Termine azionario 2020-2022, approvato dall'Assemblea del 13 maggio 2020, il Cda del 27 ottobre 2022 ha deliberato l'attribuzione all'Amministratore delegato e Direttore generale di 203.230 azioni Eni, determinato sulla base della percentuale di incentivazione da applicare alla remunerazione fissa complessiva (150 per cento) e del prezzo di attribuzione deliberato dal Consiglio (euro 11,8093).

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 ai vari livelli dell'assetto organizzativo e societario; esso è costituito dall'insieme delle regole, procedure e strutture 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), oggetto di adeguamento da parte del Consiglio di amministrazione a seguito dell'adozione del nuovo Codice di *Corporate Governance*, e comunque periodicamente adeguate al sistema normativo

interno.

Nella riunione del 22 febbraio 2023, il Consiglio, su proposta dell'Amministratore delegato, e con il supporto del Comitato controllo e rischi, ha definito, nell'ambito del Piano quadriennale, specifiche Linee di indirizzo annuali del Scigr.

Nella seduta del 16 marzo 2023 il Consiglio di amministrazione ha valutato positivamente: (i) l'adeguatezza e l'efficacia del Scigr e del suo assetto organizzativo rispetto alle caratteristiche dell'impresa e al profilo di rischio assunto; (ii) l'adeguatezza dei poteri e mezzi a disposizione del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e il rispetto effettivo delle procedure amministrative e contabili dallo stesso predisposte. Inoltre, nella medesima riunione, il Consiglio di amministrazione ha valutato adeguato l'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società.

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 il 29 ottobre 2018 e da ultimo aggiornato il 24 giugno 2020.

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, 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)	2021	2022
Fascicoli di segnalazioni aperti nell'anno suddivisi per processo oggetto della segnalazione:	73	78
- Approvvigionamenti	20	35
- Risorse umane	27	20
- Manutenzione	1	9
- Commerciale	6	4
- Logistica materie prime e prodotti	3	2
- HSE	7	2
- Altro (<i>security, operations, portfolio management e trading, ...</i>)	9	6
Fascicoli di segnalazioni archiviati nell'anno suddivisi per esito dell'istruttoria:	74	77
- Fondati	10	12
- Parzialmente Fondati**	13	14
- Non fondati con adozione di azioni di miglioramento	18	-
- Non fondati/non accertabili***/ <i>not applicable</i>	33	51

* 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 2022 è stata completata l'istruttoria su 77 fascicoli⁷, di cui 45 includevano tematiche afferenti ai diritti umani, principalmente relative a potenziali impatti sui diritti dei lavoratori e sulla salute e sicurezza del lavoro. Tra queste sono state verificate 62 asserzioni, per 12 delle quali 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

⁷ 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.

gestione dei rischi, relative all'implementazione e al rafforzamento dei controlli in essere; (ii) azioni di formazione sulle tematiche del Codice Etico e della "Zero Tolerance" policy e (iii) azioni verso dipendenti, con provvedimenti disciplinari, secondo il contratto collettivo di lavoro e le altre norme nazionali applicabili.

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 sindacale, sulle attività svolte. L'autonomia dell'Odv è garantita dalla posizione riconosciuta 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*. 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, nell'ambito della direzione organizzativa "*Compliance Integrata*", posta alle dirette dipendenze dell'Amministratore delegato, opera dal 2010 una struttura organizzativa dedicata, con il compito di prestare assistenza specialistica in materia a Eni e alle società controllate sia in Italia che all'estero.

3. LE RISORSE UMANE

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

Nel 2022 la consistenza media del personale in servizio presso Eni S.p.A. risulta in lieve riduzione rispetto al 2021 (-730 risorse medie) per effetto di un piano di *turn-over* che ha concentrato le assunzioni nella seconda metà dell'anno.

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

Tabella 5 - Personale Eni S.p.A.

	2021	2022
Dirigenti	606	565
Quadri	4.538	4.265
Impiegati	5.880	5.431
Operai	972	1.005
Totale	11.996	11.266

Fonte: Eni

Come evidenzia la tabella seguente, il costo del lavoro nel 2022 (1.231 mln) è diminuito di 55 mln rispetto al 2021, principalmente per effetto del decremento dell'occupazione media e dei minori costi per esodi agevolati.

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

(milioni di euro)

	2021	2022
-Salari e stipendi	890	883
-Oneri sociali	252	248
-Oneri per benefici ai dipendenti*	172	132
-Costi personale in comando	26	24
-Altri costi**	75	79
Totale	1.415	1.366
A dedurre:		
-Proventi relativi al personale	(93)	(97)
-Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(31)	(33)
-Ricavi recuperi da <i>partner</i> quota costo lavoro	(5)	(5)
Totale	1.286	1.231

* 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.

Fonte: Eni

3.2 Personale e costo del lavoro del Gruppo

A fine 2022, l'occupazione complessiva era di 31.376 risorse di cui 20.471 in Italia (65,2 per cento) e 10.905 all'estero (34,8 per cento). Nel 2022 l'occupazione a livello dell'intero Gruppo si riduce di 512 persone rispetto al 2021, pari a -1,6 per cento, con una riduzione sia in Italia (-161 dipendenti) sia all'estero (-351 dipendenti).

In Italia, la riduzione occupazionale è stata effettuata attraverso un piano straordinario di uscite, unitamente ad un piano di *turnover*. Sempre in Italia, sono state effettuate 1.213 assunzioni e 1.556 risoluzioni. Limitando l'analisi al solo personale a tempo indeterminato, le assunzioni sono state 1.096 (66,0 per cento personale laureato) mentre le risoluzioni 1.437, con un saldo gestionale di -341 unità.

La riduzione dell'occupazione all'estero è collegata principalmente a variazioni di perimetro. All'estero operano complessivamente 1.384 "espatriati" (di cui 1.001 dall'Italia), in crescita rispetto al 2021 per gli effetti di ulteriore sviluppo *business*, mentre il personale locale è pari a 9.521 risorse (-4,3 per cento): la riduzione è dovuta principalmente alle operazioni straordinarie di cessione/deconsolidamento (nell'ambito del percorso *Just Transition* e di iniziative di evoluzione del portafoglio del *business*).

All'estero, circa la metà delle assunzioni sono state effettuate con contratti a tempo indeterminato (700 su 1.311 assunzioni totali) così articolate sui vari settori di operatività: *Exploration and Production* (E&P) 307 (di cui 132 a tempo indeterminato) e *Global Gas & LNG Portfolio* (GGP) 32 (di cui 31 a tempo indeterminato), *Refining and Marketing* e chimica (R&M) 691 (di cui 363 a tempo indeterminato), *Egl, Power e Renewables* 159 (di cui 131 a tempo indeterminato). Le risoluzioni estere - riconducibili per quasi il 26 per cento all'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi (*upstream*) - sono state 1.127 (778 a tempo indeterminato).

L'età media del personale di Eni nel mondo è pari a 45,1 anni, in linea con il 2021 (45,9 in Italia e 43,6 all'estero).

Tabella 7 - Personale del Gruppo (società consolidate integralmente)

	2021	2022
DIPENDENTI AL 31 DICEMBRE	31.888	31.376
- UOMINI	23.528	22.949
- DONNE	8.360	8.427
- ITALIA	20.632	20.471
- ESTERO	11.256	10.905
DIPENDENTI ALL'ESTERO PER TIPOLOGIA	11.256	10.905
- LOCALI	9.951	9.521
- ESPATRIATI ITALIANI	992	1.001
- ESPATRIATI INTERNAZIONALI (INCLUSI TCN)	313	383
DIPENDENTI PER TIPOLOGIA DI CONTRATTO	31.888	31.376
- DETERMINATO	777	952
- INDETERMINATO	31.111	30.424
- PART TIME	465	575
- FULL TIME	31.423	30.801
DIPENDENTI DIRIGENTI	966	948
- DI CUI DONNE	161	166
DIPENDENTI QUADRI	9.113	9.056
- DI CUI DONNE	2.595	2.687
DIPENDENTI IMPIEGATI	15.555	15.479
- DI CUI DONNE	4.682	4.757
DIPENDENTI OPERAI	6.254	5.893
- DI CUI DONNE	922	817
DIPENDENTI FASCIA D'ETÀ UNDER 30	2.586	2.771
- DI CUI DONNE	761	838
DIPENDENTI FASCIA D'ETÀ 30-50	17.291	17.803
- DI CUI DONNE	4.769	4.972
DIPENDENTI FASCIA D'ETÀ OVER 50	12.011	10.802
- DI CUI DONNE	2.830	2.617
DIPENDENTI PER TITOLO DI STUDIO	31.888	31.376
- INFERIORE AL DIPLOMA	2.741	2.459
- DIPLOMA	13.564	13.032
- LAUREA	12.691	12.985
- FORMAZIONE POST-LAUREA	2.892	2.900
ASSUNZIONI A TEMPO INDETERMINATO	967	1.796
- DI CUI DONNE	314	662
RISOLUZIONI A TEMPO INDETERMINATO	2.275	2.215
- DI CUI DONNE	613	664

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

	2021	2022
Dirigenti	966	948
Quadri	9.113	9.056
Impiegati	15.555	15.479
Operai	6.254	5.893
Totale	31.888	31.376

Fonte: Eni

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

Tabella 9 - Occupazione con riferimento alle pari opportunità

		2021	2022
Dipendenti donne in servizio	%	26,22	26,86
Donne assunte	%	32,47	36,86
Donne in posizione manageriale (dirigenti e quadri)	%	27,34	28,52
Donne dirigenti	%	16,67	17,51
Tasso di sostituzione per genere (assunzioni/risoluzioni)		0,43	0,81
- Uomini	%	0,39	0,73
- Donne	%	0,51	1,00
Dipendenti che hanno usufruito di congedo parentale	numero	647	797
- di cui donne	numero	427	521
Dipendenti in rientro da congedo parentale	numero	653	830
- di cui donne	numero	431	539
Pay gap senior manager (donne vs uomini)	%	98	98
Pay gap middle manager e senior staff (donne vs uomini)	%	98	98
Pay gap impiegati (donne vs uomini)	%	101	101
Pay gap operai (donne vs uomini)	%	96	95
Pay gap totale (donne vs uomini)	%	99	99

Fonte: Eni

A fine 2022 lavoravano in Eni 8.427 donne (pari al 26,86 per cento dell'occupazione complessiva Eni) di cui 5.282 in Italia (25,8 per cento del totale servizio Italia) e 3.145 all'estero (28,8 per cento del totale servizio estero). In Italia, delle 1.096 assunzioni a tempo indeterminato effettuate nel corso del 2022, il 35,22 per cento, pari a 386 unità, ha riguardato personale femminile. Il tasso di sostituzione delle donne nel mondo (rapporto tra assunzioni/risoluzioni a tempo indeterminato) è pari al 1,00 (vs. *turnover* uomini 0,73) è in aumento vs il 2021 (0,51), anche per l'effetto di maggiori assunzioni.

Nel 2022, è aumentata la percentuale delle donne in posizioni di responsabilità raggiungendo un valore pari al 28,5 per cento rispetto al 27,3 per cento registrato nel 2021, su un totale di donne pari al 26,86 per cento dell'occupazione complessiva.

I risultati dell'analisi 2022 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.

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°	2021	2022
Dipendenti in Africa	3.189	2.867
- di cui donne	699	606
Dipendenti in America	1.731	1.872
- di cui donne	637	696
Dipendenti in Asia	2.786	2.520
- di cui donne	560	518
Dipendenti in Australia e Oceania	88	89
- di cui donne	25	25
Dipendenti in Italia	20.632	20.471
- di cui donne	5.207	5.282
Dipendenti nel Resto d'Europa	3.462	3.557
- di cui donne	1.232	1.300
Dipendenti all'estero locali per categoria professionale	9.951	9.521
- di cui dirigenti	63	64
- di cui quadri	1.967	1.870
- di cui impiegati	4.617	4.697
- di cui operai	3.304	2.890
Dipendenti in Paesi non OECD	6.721	6.182

Fonte: Eni

La distribuzione del personale locale estero all'interno delle diverse qualifiche rimane pressoché invariata (2022 *vs* 2021) con un decremento, in termini percentuali, di operai, a fronte di un lieve aumento di impiegati.

L'incidenza percentuale del personale locale sul totale delle risorse all'estero è lievemente diminuita rispetto al 2021, passando dall'88,4 per cento al 87,3 per cento, principalmente per variazioni di perimetro.

Il costo del lavoro del Gruppo, come mostra la tabella che segue, nel 2022 è in aumento rispetto al 2021 (+127 mln, pari al 4,4 per cento), principalmente a seguito del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro USA e delle dinamiche retributive.

Tabella 11 – Costo del lavoro Gruppo Eni*(milioni di euro)*

	2021	2022
Salari e stipendi	2.182	2.311
Oneri sociali	455	465
Oneri per benefici ai dipendenti*	165	174
Altri costi**	204	194
Totale	3.006	3.144
A dedurre:		
-incrementi per lavori interni – attività materiali	(111)	(120)
-incrementi per lavori interni – attività immateriali	(7)	(9)
Totale	2.888	3.015

* 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.

Fonte: Eni

3.2.1 Formazione

Nel 2022 i trend di formazione sono rimasti tendenzialmente costanti rispetto al 2021, sia nelle ore totali che nelle medie con un valore di 31,1 a dipendente, con una diversa distribuzione per alcune categorie professionali. Nel corso dell'esercizio è ripartita la formazione d'aula, che ha integrato la modalità a distanza, comportando anche un leggero incremento della spesa media di circa l'1,4 per cento rispetto al 2021. La formazione a distanza ha visto, di conseguenza, una lieve riduzione, passando dal 62 al 57 per cento.

Tabella 12 - Formazione

		2021	2022
Ore di formazione per tipologia	(ore)	960.152	939.393
- HSE e qualità		369.602	353.783
- Lingua ed informatica		61.869	58.663
- Comportamento/Comunicazione/Istituzionali		215.678	145.188
- Professionale - trasversale		137.877	194.997
- Professionale tecnico-commerciale		175.126	186.762
Spese in formazione	(ml)	27,4	27,4
Partecipazioni	n.	226.130	253.898

Fonte: Eni

Nel corso dell'anno 2022, la formazione anti-corruzione in modalità *e-learning* è stata erogata attraverso il nuovo corso “Codice Etico, Anti-Corruzione e Responsabilità Amministrativa d'Impresa”, rivolto a tutta la popolazione Eni, in Italia e all'estero (formati circa 28.000 dipendenti). Inoltre, nel 2022 è proseguita la formazione in aula sui temi Anti-Corruzione attraverso *general workshop* e *job specific training* secondo la metodologia *risk-based* iniziata nel 2019.

Considerando sia la formazione *on-line* che quella in aula, circa il 93 per cento del personale Eni ha fruito di almeno un corso anti corruzione nell'anno.

Nell'ambito della formazione anti-corruzione per le proprie terze parti, Eni, nel mese di settembre, ha tenuto un *webinar* rivolto ad alcuni fornitori ad alto rischio; nel periodo settembre-dicembre 2022 ha formato con un corso *on-line* i dipendenti della *Joint Venture Isatay Operating Company* (IOC LLP) in Kazakhstan.

Tabella 13 - Formazione anticorruzione

(n. ore)	2021	2022
<i>Workshop</i> generale	1.284	1.346
<i>Job specific training</i>	702	523

Fonte: Eni

Nel 2022 si è conclusa la campagna di formazione obbligatoria triennale avviata nel 2020 per i dirigenti e i quadri (Italia ed estero) dei 4 moduli specifici: "*Security and Human Rights*", "*Human Rights and relations with Communities*", "*Human Rights in the Workplace*" e "*Human rights in the Supply Chain*". Inoltre, è continuata l'erogazione rivolta a tutto il personale degli altri percorsi offerti sulle tematiche di sostenibilità e diritti umani.

3.2.2 Contenzioso del lavoro

La prevenzione della conflittualità in azienda viene realizzata attraverso il monitoraggio ed un'attenta analisi delle norme nazionali e sovranazionali in materia lavoristica, previdenziale e assistenziale, nonché attraverso l'individuazione di indirizzi e metodologie uniformi per una loro applicazione coerente con le strategie aziendali.

Le controversie pendenti evidenziano un trend sostanzialmente invariato rispetto agli anni precedenti, sia per quanto attiene a dipendenti o ex dipendenti, che con riferimento a controversie promosse da parte di lavoratori di ditte terze che rivendicano la responsabilità solidale di Eni e delle sue società quali committenti nell'ambito dei contratti di appalto o che richiedono il riconoscimento del rapporto di lavoro subordinato.

Per quanto riguarda l'Italia, oltre la metà delle vertenze in corso continua a riguardare 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 in siti industriali non gestiti da Eni ma acquisiti nel tempo a seguito di operazioni societarie.

Tabella 14 - Contenzioso in materia di lavoro

		2021	2022
Contenziosi dipendenti	(numero)	1.250	1.288
Rapporto prevenzione/controversie	(numero)	318/1.250	224/1.288
Rapporto dipendenti/controversie	%	3,92	4,10

Fonte: Eni

3.2.3 La sicurezza

Nel 2022 l'indice di frequenza di infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro è aumentato rispetto al 2021 (+20 per cento), a causa di un incremento del numero di infortuni totali registrabili (113 rispetto a 88 nel 2021), in particolare per quanto riguarda i contrattisti (88 vs. 55 nel 2021), mentre il numero di infortuni registrabili dei dipendenti è diminuito (25 vs. 33 nel 2021). Sono stati registrati 4 infortuni mortali a contrattisti, 2 in Pakistan, 1 in Egitto ed uno presso il petrolchimico di Priolo.

Nel 2022 Eni ha proseguito le attività finalizzate a certificare, secondo le norme ISO 45001 (sistemi di gestione per la salute e sicurezza sul lavoro) e ISO 1400119 (sistemi di gestione ambientale), tutte le proprie realtà che presentano un profilo di rischio HSE significativo, mantenendo la percentuale di copertura per entrambe le norme superiore all'87 per cento, con previsione di conseguimento della copertura totale.

In Italia il numero degli infortuni totali registrabili è aumentato (42 eventi rispetto ai 35 del 2021, di cui 15 dipendenti e 27 contrattisti) e l'indice di frequenza infortuni totali registrabili è peggiorato (+22 per cento).

Anche all'estero il numero di infortuni è aumentato (71 eventi rispetto a 53 del 2021, di cui 10 dipendenti e 61 contrattisti) e l'indice di frequenza infortuni totali registrabili è peggiorato del 22 per cento.

Tabella 15 - Infortuni sul lavoro

		2021	2022
Indice di frequenza infortuni	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,23	0,26
- dipendenti		0,37	0,27
- contrattisti		0,17	0,25
Indice di gravità infortuni	(giorni di assenza/ore lavorate) x 1.000	0,011	0,009
- dipendenti		0,012	0,012
- contrattisti		0,011	0,008
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,34	0,41
- dipendenti		0,40	0,29
- contrattisti		0,32	0,47
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	0,00	1,46
- dipendenti		0,00	0,00
- contrattisti		0,00	2,13
Near miss	(numero)	780	899
Ore di formazione sulla sicurezza (A)	(ore)	280.331	280.872
- di cui ai dirigenti		3.515	4.469
- di cui ai quadri		50.672	55.517
- di cui agli impiegati		136.164	146.664
- di cui agli operai		92.087	74.222
Investimenti e spese sicurezza	(migliaia di euro)	331.100	307.500
- di cui spese correnti		197.100	210.600
- di cui investimenti		134.000	96.900

(a) I dati 2021 sono stati opportunamente riesposti a valle del cambio metodologia nel calcolo dell'indicatore. I dati pre 2020 non sono esposti a seguito del cambio di metodologia.

Fonte: Eni

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 CO₂, 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 S.p.A. Società Benefit⁸);
- 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. 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 CO₂;
- *Global Gas & LNG Portfolio*: attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all’ingrosso via gasdotto, trasporto internazionale e acquisto e commercializzazione di GNL. Comprende le attività di *trading* gas per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini commerciali, sia di ottimizzazione del portafoglio di *asset* gas;
- *Refining & Marketing e Chimica*: attività di fornitura, lavorazione, distribuzione e *marketing* di carburanti e prodotti chimici. I risultati del *business* Chimica sono stati aggregati con quelli della *Refining & Marketing* in un unico *reportable segment*, poiché questi due segmenti operativi presentano ritorni economici simili.

⁸ Dal 7 marzo 2022 la Società ha cambiato denominazione in Eni Plenitude SpA Società Benefit.

- *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 2022 nei settori operativi in cui si articola l'attività di Eni.

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

Nel 2022 il settore *Exploration & Production* ha registrato un utile operativo *adjusted* di 16.411 milioni (+77 per cento rispetto al 2021), trainato dal rafforzamento dello scenario petrolifero e dalla ridotta disponibilità globale di gas naturale, nonché dalla gestione disciplinata dei costi. In tale contesto i prezzi di realizzo delle produzioni Eni sono aumentati del 39 per cento e del 56 per cento rispettivamente per i liquidi e il gas naturale rispetto al 2021. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai minori volumi prodotti.

Il settore ha riportato un utile netto *adjusted* di 10.776 milioni nell'esercizio, quasi raddoppiando l'utile di 5.543 milioni del 2021, grazie alla migliore *performance* operativa e delle partecipazioni valutate all'*equity*.

La produzione di idrocarburi nel 2022 è stata di 1,610 milioni di boe/giorno, in riduzione del 4,3 per cento rispetto al 2021. La flessione è dovuta alle attività di manutenzione programmata e interventi straordinari in Kazakhstan, situazione contingente in Nigeria, minore produzione in Norvegia ed Egitto e declino dei campi maturi. Tali fattori negativi sono stati parzialmente compensati dallo *start-up* del progetto Coral in Mozambico e del progetto Amoca in Messico, dalla maggiore attività in Algeria, anche a seguito delle acquisizioni di periodo, e negli Stati

Uniti nonché dal progressivo allentamento delle quote produttive OPEC+, in particolare negli Emirati Arabi Uniti.

4.2.2 Settore *Global Gas & LNG Portfolio*

Nel 2022 il settore *Global Gas & LNG Portfolio* ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di 2.063 milioni, in robusta crescita rispetto al 2021 (+1.483 milioni, quasi quadruplicato rispetto al 2021). La positiva *performance* è stata conseguita nonostante la prevista inversione dei *trend* di mercato ed i minori approvvigionamenti russi, nonché le maggiori spese di revisione dei contratti. Il settore ha provveduto alla sostituzione di gas russo con gas *equity* o da Paesi ove Eni opera, 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.

L'esercizio chiude con un utile netto *adjusted* di 982 milioni, rispetto all'utile di 169 milioni del 2021.

Le vendite di gas naturale di 60,52 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi e la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a *equity*) hanno riportato una riduzione di 9,93 miliardi di metri cubi rispetto al 2021, pari al 14,1 per cento, principalmente a seguito delle minori vendite in Italia e nei mercati extraeuropei.

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

Il *business Refining & Marketing* ha registrato l'utile operativo *adjusted* di 2.183 milioni nell'esercizio 2022, che si confronta con una perdita di 46 milioni nell'anno 2021, beneficiando dei margini di raffinazione significativamente più elevati. La *performance* è stata anche sostenuta dalle misure di ottimizzazione e dalle iniziative per ridurre i costi energetici dei processi industriali, sostituendo il gas naturale con alternative più economiche.

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio (esclusi i volumi lavorati presso ADNOC *Refining*) nel 2022 sono state di 18,84 milioni di tonnellate, sostanzialmente invariati rispetto al periodo di confronto.

I volumi di *biofeedstock* processati sono pari a 543 mila tonnellate, in diminuzione del 18,3 per cento rispetto al 2021 (-122 mila tonnellate), a seguito delle maggiori fermate presso la

bioraffineria di Gela; tale riduzione è stata solo in parte compensata dalle maggiori lavorazioni presso la bioraffineria di Venezia (+33 mila tonnellate).

Le vendite sulla rete in Italia (5,38 milioni di tonnellate) sono in aumento rispetto al 2021 (0,26 milioni di tonnellate, +5,1 per cento) come risultante della progressiva riapertura dell'economia e maggiore mobilità delle persone nella prima parte dell'anno.

Nel 2022 il *business* della Chimica ha registrato una perdita operativa *adjusted* di 254 milioni, in riduzione rispetto all'utile di 198 milioni conseguito nell'esercizio 2021, che aveva beneficiato delle eccezionali condizioni di mercato registrate nel 2021 a seguito della pandemia. La *performance* è stata influenzata dal complessivo indebolimento della domanda, dal forte aumento dei costi, in particolare delle *utilities* industriali indicizzate al prezzo del gas naturale. L'utile netto *adjusted* del settore R&M e Chimica si attesta a 1.914 milioni rispetto all'utile di 62 milioni del 2021, beneficiando del significativo incremento conseguito dal *business Refining & Marketing*.

Le vendite di prodotti petrolchimici di 3.676 mila tonnellate sono in diminuzione rispetto al 2021 (-775 mila tonnellate, pari al 17,4 per cento). In particolare, le principali variazioni sono state registrate nelle olefine (-22,8 per cento) e negli elastomeri (-18,7 per cento), nel polietilene (-16,4 per cento) e negli di stirenici (-12,1 per cento). Nel *business moulding & compounding* le vendite sono state pari a 76 mila tonnellate.

4.2.4 Settore *Plenitude & Power*

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.

Nel 2022 *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 netto *adjusted* del settore *Plenitude & Power* è di 397 milioni, in aumento del 21,4 per cento rispetto al 2021 (utile netto *adjusted* di 327 milioni).

Nel 2022, le vendite di gas *retail* in Italia e nel resto d'Europa sono state di 6,84 miliardi di metri cubi ed hanno evidenziato una riduzione di 1,01 miliardi di metri cubi rispetto al 2021, pari al -12,9 per cento.

Le vendite *retail* di energia elettrica a clienti finali di 18,77 TWh, effettuate tramite Plenitude e le società controllate in Francia, Grecia e Spagna, registrano una *performance* positiva con un incremento pari al 13,8 per cento rispetto al 2021, grazie allo sviluppo delle attività in Italia e all'estero.

La produzione di energia da fonti rinnovabili è stata pari a 2.553 GWh, quasi triplicata rispetto al periodo di confronto (986 GWh nel 2021), principalmente per il contributo delle acquisizioni di *asset* in esercizio in Italia, negli Stati Uniti, in Francia e in Spagna nonché dello sviluppo organico di progetti in Kazakhstan e USA.

Al 31 dicembre 2022 la capacità installata da fonti rinnovabili è pari a 2.198 MW, di cui il 54 per cento riferita a impianti fotovoltaici (inclusa potenza installata di *storage*) ed il 46 per cento a impianti eolici.

4.3 Attività di approvvigionamento

Le attività di approvvigionamento di beni, lavori e servizi di Eni S.p.A.⁹ 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 ambientale¹⁰;
- b) l'unità "*Natural Resources Procurement & Contracts*", posta alle dipendenze del *Director Natural Resources Development, Operations & Energy Efficiency (NR DOE)* nell'ambito della

⁹ Non include: materie prime (es. greggio, gas, etc.); semi-lavorati (es. bitumi, *virgin nafta*, etc.); prodotti destinati alla rivendita; servizi di logistica primaria; *utilities* del processo di produzione (es. energia elettrica, idrogeno, etc.); servizi di sito da/a società co-insediate nello stesso sito industriale; servizi di produzione dei semilavorati e prodotti finiti; prodotti speciali per la lavorazione delle materie prime, semilavorati e prodotti finiti; certificati verdi e titoli assimilati (es. TEE, certificati bianchi, etc.); titoli minerari; servizi o prodotti finanziari; beni immobili (ivi incluse le locazioni); specifiche attività aventi carattere di fiduciarietà, riservatezza, emergenza, specificità del mercato (ad es. servizi finanziari, amministrativi e fiscali, incarichi legali, incarichi M&A, sponsorizzazioni, liberalità, donazioni, contratti con gli operatori della rete commerciale, contratti di assicurazione, gestione emergenza e contratti di lavoro, *Joint Venture*). Tali approvvigionamenti, in considerazione della loro peculiarità e dello stretto legame che hanno con i processi produttivi e commerciali delle singole aree di *business* e società, sono gestiti direttamente dalle unità di *business* competenti.

¹⁰ Le attività di approvvigionamento di Eni connesse alle attività ambientali sono accentrate nella funzione "*Approvvigionamenti Ambientali*" di Eni Rewind S.p.A.

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*", posta alle dipendenze del *Director Refining Evolution and Trasformation (REVT)* 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 S.p.A. 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 S.p.A. 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 S.p.A. nell'ambito di specifici accordi.

L'attività di approvvigionamento di beni, lavori e servizi svolta nel 2022 direttamente dalle funzioni approvvigionanti di Eni S.p.A. e dalle società controllate, ad esclusione delle società quotate, in continuità con gli anni precedenti, evidenzia in sintesi:

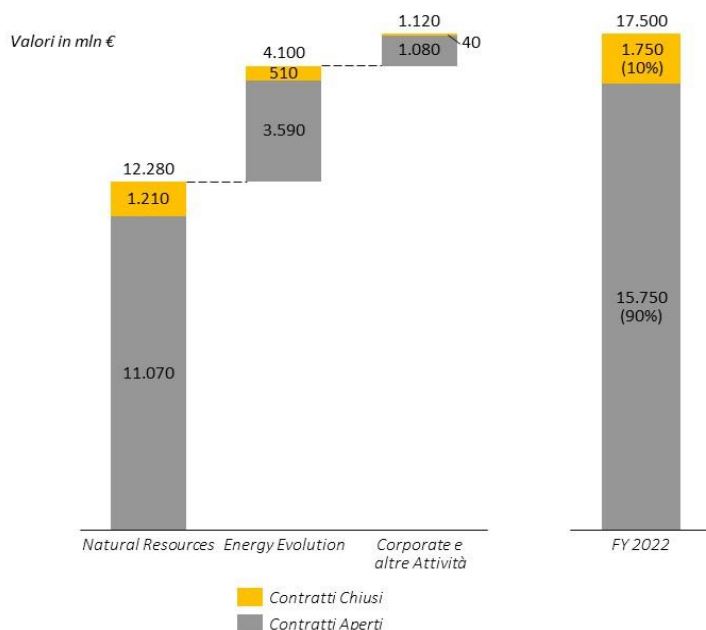
- una costante prevalenza economica dell'approvvigionato afferente all'ambito *Natural Resources*, in particolare il settore *Exploration & Production*, rispetto al valore complessivo dell'attività negoziale;
- l'utilizzo del contratto aperto come tipologia di atto negoziale più rilevante;
- l'alta incidenza 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 2022 è pari a circa 17.500 mln, di cui il 52 per cento svolta per attività estere.

La ripartizione per settore di attività del valore complessivo dell'attività negoziale del 2022 evidenzia quanto segue: *Natural Resources*¹¹: 12.280 mln circa (70 per cento del totale); *Energy Evolution*¹²: 4.100 mln circa (24 per cento del totale); *Support Function e altre attività*: 1.120 mln circa (6 per cento del totale). 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 *Refining Evolution & Transformation e Chimica (Energy Evolution)* sono caratterizzati da un maggior numero di contratti, ma di importo unitario più contenuto e prevalentemente concentrati sul territorio nazionale.

Anche nel 2022 la tipologia di atto negoziale con maggiore incidenza è stato, in Italia e all'estero, il contratto aperto (in cui 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 il 90 per cento del valore complessivo dell'attività posta in essere, come evidenzia il grafico che segue:

Grafico 1



Fonte: Eni

¹¹ Tra cui attività relative al settore *Exploration & Production*: 12.200 mln euro circa; *Global Gas & LNG Portfolio* 80 mln euro circa.

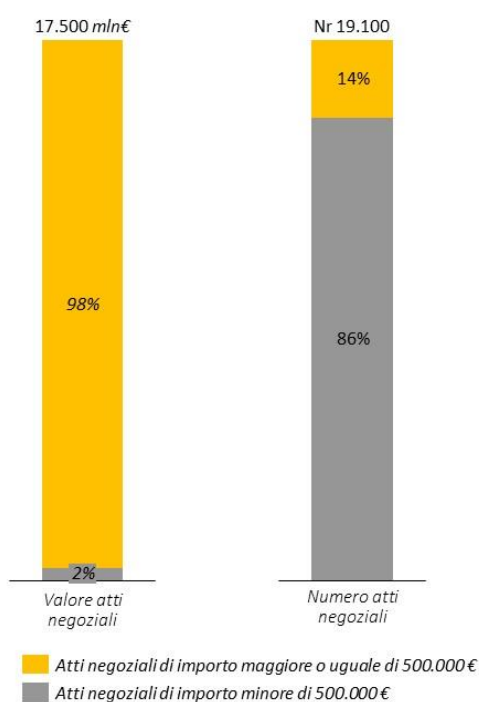
¹² Tra cui attività relative al settore *Refining Evolution & Transformation* : 1.700 mln euro circa; *Ambientale* 930 mln euro circa; *Chimica* 890 mln euro circa; *Gas luce e rinnovabili* 420 mln euro circa; *Power Generation & Marketing* 160 mln euro circa.

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.

4.3.1 Contratti superiori ai 500.000 euro

Come mostra il grafico seguente, i contratti di importo superiore ai 500.000 euro rappresentano circa il 98 per cento del valore complessivo dell'approvvigionato, pari al 14 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 *Refining Evolution & Transformation* 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.

4.3.2 Procedure di affidamento

L'affidamento dei contratti aventi ad oggetto lavori, beni e servizi è disciplinato da un sistema normativo interno Eni¹³ volto ad assicurare un processo di approvvigionamento integrato con 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 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 2022 gli affidamenti di Eni S.p.A. e delle società controllate sono stati effettuati in prevalenza mediante gara (il 60 per cento contro il 40 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, 401 società e detiene partecipazioni in ulteriori 134 società controllate congiuntamente (*joint venture* e *joint operation*) e collegate, e altre 24 partecipazioni rilevanti¹⁴ (3 in Italia e 21 all'estero).

Nella tabella che segue sono indicate le imprese controllate, controllate congiunte e collegate al 31 dicembre 2022 distinte per tipologia.

¹³ 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 Codice appalti e s.m.i. di recepimento delle Direttive 2014/23/UE, 2014/24/UE e 2014/25/UE. Nel 2022 il valore dei contratti aggiudicati in regime pubblicistico è stato di 1.250 mln, pari al 20 per cento dell'intero procurato dell'Eni S.p.A. di ca. 6.180 mln.

Il nuovo codice dei contratti pubblici è stato approvato con il d. lgs. 31 marzo 2023, n. 36 ed è divenuto efficace il 1° luglio 2023.

¹⁴ V. nota 2.

Tabella 16 - Imprese controllate, controllate congiunte e collegate al 31 dicembre 2022

	Italia	Estero	Totale
Imprese controllate			
Imprese consolidate con il metodo integrale	118	240	358
Partecipazioni di imprese consolidate	8	34	42
<i>di cui valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	3	31	34
<i>di cui valutate con il metodo del costo</i>	5	3	8
Partecipazioni di imprese non consolidate possedute da imprese controllate		1	1
Totale imprese controllate	126	275	401
Imprese controllate congiuntamente e collegate			
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	29	54	83
Imprese in <i>joint operation</i> , <i>joint venture</i> e collegate valutate con il metodo del costo	3	25	28
Imprese possedute da controllate non consolidate		4	4
Imprese possedute da controllate congiunte	1	8	9
Totale imprese controllate congiuntamente e collegate	36	98	134

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 S.p.A. 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 90 società al 31 dicembre 2022), 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: 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 S.p.A. a cui fanno riferimento le partecipazioni nazionali e internazionali che detengono gli impianti e le strutture commerciali dei prodotti petrolchimici, della chimica da fonti rinnovabili nonché delle applicazioni specialistiche dei polimeri.

Le società del settore *Plenitude & Power* operano, essenzialmente, nell'ambito: delle attività di vendita *retail* di gas, elettricità e servizi connessi, mediante Eni Plenitude S.p.A. Società Benefit (ex Eni gas e luce S.p.A. Società Benefit) e relative partecipate; delle attività di generazione di energia elettrica mediante EniPower S.p.A.¹⁵ e relative partecipate; delle attività rinnovabili e di *e-mobility* mediante Eni Plenitude S.p.A. Società Benefit e relative partecipate.

Al settore *Corporate* e altre attività fanno riferimento, tra l'altro: la Eni Rewind S.p.A. che opera nel campo del risanamento ambientale attraverso le attività di approvvigionamento, ingegneria e realizzazione dei progetti di bonifica e di logistica dei rifiuti; 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*; le società finanziarie, tra cui, in particolare Eni Finance International, preposta alla gestione dei flussi di finanziamento alle società estere del Gruppo e prossima alla fusione per incorporazione in Eni S.p.A., e Banque Eni autorizzata all'esercizio dell'attività bancaria per l'erogazione di servizi finanziari a Eni e alle Società di Eni; Eniverse Ventures (Eniverse), un *Corporate Venture Builder* 100 per cento Eni, dedicato all'individuazione, nascita e sviluppo di iniziative imprenditoriali

¹⁵ Nel 2022, Eni ha finalizzato la cessione alla società di investimento Sixth Street della quota del 49% in EniPower che detiene sei centrali a gas. Eni mantiene il 51% ed il controllo di EniPower in termini operativi, nonché il consolidamento della società.

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.

Con riferimento alle società controllate congiuntamente e collegate, le principali realtà riguardano la partecipazione in: Azule Energy Holdings Ltd, joint venture paritetica tra Eni e BP che combina le attività angolane nella ricerca e produzione di idrocarburi dei due partner; nella *Var Energi*, società di diritto norvegese, operante nel settore *Oil&Gas* nel Mare del Nord; in Abu Dhabi Oil Refining Company (ADNOC), operante nella raffinazione negli Emirati Arabi Uniti; la partecipazione in Saipem, società quotata presso la borsa di Milano e operante nel settore *Engineering&Construction*.

Al 31 dicembre 2022 la capitalizzazione di borsa del titolo Saipem è superiore al valore di libro della partecipazione di 57 milioni, allineata alla corrispondente frazione del patrimonio netto contabile della partecipata. Si segnala, infine, che:

- (i) a gennaio 2023, nell'ambito della strategia di Eni volta a creare nuove entità dedicate per accelerare la decarbonizzazione del portafoglio clienti del Gruppo (emissioni *Scope 3*), è stata costituita Eni Sustainable Mobility. Tale società supporterà la transizione energetica di Eni abbinando all'offerta di carburanti sempre più sostenibili, servizi avanzati dedicati agli automobilisti in Italia e in Europa, facendo leva su una rete di 5 mila stazioni di servizio, che saranno potenziate per supportare anche la mobilità elettrica e quella basata sull'idrogeno. Eni Sustainable Mobility gestirà le bioraffinerie di Eni, il *business* del biometano e lo sviluppo di nuovi progetti;
- (ii) a gennaio 2023 si è perfezionata l'operazione di acquisto da parte di Snam del 49,9 per cento delle partecipazioni detenute (direttamente e indirettamente) da Eni nelle società che gestiscono i due gruppi di gasdotti internazionali che collegano l'Algeria all'Italia, in particolare i gasdotti *onshore* che si estendono dal confine tra Algeria e Tunisia fino alla costa tunisina (cd. gasdotto TTPC) e i gasdotti *offshore* che collegano la costa tunisina all'Italia (cd. gasdotto TMPC). Tali partecipazioni sono state conferite da Eni in una società italiana di nuova costituzione (SeaCorridor S.r.l.), della quale Snam ha acquistato il 49,9 per cento del capitale sociale mentre il restante 50,1 per cento continua ad essere detenuto da Eni. Eni e Snam esercitano un controllo congiunto su SeaCorridor, sulla base dei principi di *governance* paritetica;

- (iii) a giugno 2023 è stata finalizzata l'acquisizione attraverso la *joint venture* partecipata al 50 per cento da Eni Sustainable Mobility e PBF Energy per l'acquisizione della St. Bernard Renewables LLC (SBR) di Chalmette, in Louisiana (USA), bioraffineria entrata in esercizio a giugno con una capacità di lavorazione di circa 1,1 milioni di tonnellate/anno di materie prime, e con capacità di pretrattamento completo;
- (iv) ad ottobre 2023, tramite Versalis, Eni ha acquisito l'intero pacchetto azionario di Novamont (di cui già possedeva il 36 per cento) società *benefit*, leader mondiale nella produzione di bioplastiche e nello sviluppo di *biochemical* e bioprodotto attraverso l'integrazione di chimica, ambiente e agricoltura.

5. IL PIANO STRATEGICO 2023-2026 E DI LUNGO TERMINE (ROAD MAP 2050)

Il 23 febbraio 2023 Eni ha annunciato il Piano Strategico 2023-2026.

Il Piano si concentra su:

- sicurezza energetica e accessibilità attraverso la diversificazione geografica e tecnologica;
- riduzione delle emissioni;
- fare leva sulla tecnologia per le iniziative di oggi e per le future opportunità di innovazione;
- creazione di valore per gli azionisti.

Sono confermati gli obiettivi di riduzione delle emissioni *Scope 1, 2 e 3* rispetto al 2018: -35 per cento entro il 2030; -80 per cento entro il 2040; e *net zero* entro il 2050.

Per la produzione *Upstream* è prevista una crescita ad un tasso medio annuo del 3-4 per cento fino al 2026, per poi stabilizzarsi fino al 2030. La quota di produzione del gas salirà al 60 per cento entro il 2030. È confermato l'obiettivo di zero emissioni nette *Upstream Scope 1 + 2* entro il 2030.

Eni sta garantendo le forniture di gas ai propri clienti attraverso un portafoglio maggiormente diversificato, flessibile e integrato e prevede una crescita del GNL contrattualizzato a oltre 18 MTPA (*Metric Tonnes Per Annum*) entro il 2026, il doppio rispetto al 2022. La Società sta incrementando le previsioni di profitto per le proprie attività GGP.

Nel settore della bioraffinazione, la Società sta accelerando il raggiungimento dei propri obiettivi, aumentando il *target* per *Eni Sustainable Mobility* a una capacità di oltre 3 MTPA entro il 2025 e di oltre 5 MTPA entro il 2030.

La trasformazione di Versalis in una società chimica caratterizzata dalla specializzazione del proprio portafoglio e sostenibile consentirà di generare reddito nel periodo del Piano.

Nel Piano è previsto che la capacità di generazione rinnovabile di Plenitude aumenterà a oltre 7 GW entro il 2026 e a oltre 15 GW entro il 2030. La Società ha l'obiettivo di più che raddoppiare i punti di ricarica entro il 2026; si prevede che l'Ebitda di Plenitude aumenti per il 2026 di tre volte rispetto al 2022.

Sulla base dello scenario Eni, la Società prevede di generare un CFFO (*Cash Flow From Operations*) prima del capitale circolante di oltre 17 miliardi di euro nel 2023 e di oltre 69 miliardi di euro nel corso del Piano, con un aumento del 25 per cento nel 2026 rispetto al 2023, allo scenario costante del 2023. Ciò al fine di finanziare gli investimenti e di potenziare la remunerazione agli azionisti, mantenendo il *leverage* tra il 10-20 per cento. La politica di remunerazione degli azionisti viene semplificata e potenziata, con il 25-30 per cento del CFFO da distribuire in dividendi e *buyback*.

Il dividendo proposto per il 2023 viene aumentato del 7 per cento a 0,94 euro per azione e il *buyback* è fissato a 2,2 miliardi.

5.1 Dettagli per linea di *business* del Piano 2023-2026 e del Piano di lungo termine al 2050

NATURAL RESOURCES

La divisione Eni Natural Resources dovrebbe garantire elevati ritorni economici, crescita di valore e riduzione delle emissioni, facendo leva sulle proprie capacità nell'attività di esplorazione e nei progetti integrati e *fast-track*.

Il *mid-stream* gas di Eni ha dimostrato la sua resilienza e dovrebbe beneficiare sempre più della riconfigurazione del *business* con livelli più elevati di fornitura di gas *equity*. Eni intende rispondere alla sfida della riduzione delle emissioni costruendo una nuova attività di cattura del carbonio e creando integrazione con la propria bioraffinazione attraverso lo sviluppo dell'innovativa rete di *agri-hub*. Gli obiettivi sono:

- Produzione: crescita media del 3-4 per cento nei quattro anni del Piano e poi *plateau* fino al 2030; aumento progressivo della quota di gas in portafoglio fino al 60 per cento entro il 2030;
- *Upstream, net carbon footprint* (Scope 1 e 2): riduzione del 65 per cento entro il 2025 rispetto al 2018, confermando l'obiettivo di *net zero* entro il 2030;
- Emissioni di metano: confermato l'impegno a mantenere l'intensità emissiva *upstream* al di sotto dello 0,2 per cento;
- Esplorazione: 2,2 miliardi di boe di nuove risorse nel Piano quadriennale, di cui il 60 per cento di gas; UEC di circa 1,5 \$/boe;

- *Capex Upstream*: 6-6,5 miliardi in media all'anno durante il periodo del Piano;
- *Upstream, Free Cash Flow* organico per barile in aumento del 20 per cento nel 2026 rispetto al 2023, a scenario costante;
- Ebit cumulativo di GGP a oltre 4 miliardi nel Piano e tra 1,7 - 2,2 miliardi nel 2023;
- CCS: 30 MPTA di capacità *gross* di carbonio stoccata entro il 2030;
- *Agro-feedstock*: oltre 700.000 tonnellate nel 2026 per rifornire le bioraffinerie Eni.

ENERGY EVOLUTION

Eni prevede che, proseguendo nella trasformazione dei suoi *business* tradizionali e nella crescita delle sue nuove attività, potrà liberare valore e supportare i suoi clienti nella riduzione delle emissioni ottenendo:

- un EBIT in aumento progressivo nel corso del Piano quadriennale, con un raddoppio nel 2026 rispetto al 2023;
- un CFFO ante capitale circolante rappresenterà più del 20 per cento di quello dell'intero Gruppo nel 2026.

REFINING AND MARKETING

Si prevede che il settore, dopo aver generato risultati record nel 2022, continuerà a beneficiare dei miglioramenti strutturali attuati, con un EBIT pro-forma per il 2026 di circa 1,4 miliardi, molto al di sopra dei livelli storici, nonostante sia prevista una normalizzazione dei margini di raffinazione nell'arco del Piano. A tale miglioramento dovrebbe contribuire la crescita di Eni *Sustainable Mobility*, che combina la bioraffinazione, il bio-metano e la vendita di prodotti per la mobilità e ha l'obiettivo di evolvere in una società multi-servizio e multi-energie, generando e liberando nuovo valore. Gli obiettivi previsti sono:

- Accelerazione del *target* di capacità di bioraffinazione: oltre 3 milioni di tonnellate all'anno entro il 2025, rispetto ai 2 milioni di tonnellate del Piano precedente, e oltre 5 milioni di tonnellate all'anno entro il 2030, grazie al contributo delle iniziative recentemente annunciate in Italia, Malesia e Stati Uniti;
- Integrazione verticale con l'*upstream* come elemento distintivo della strategia di bioraffinazione: 700.000 tonnellate di *feedstock* entro il 2026;

- una rete di oltre 5.000 punti vendita in Europa per commercializzare e distribuire nuovi vettori energetici, come l'elettricità e, in prospettiva, l'idrogeno. Eni prevede di aggiungere circa 300 nuove stazioni nel corso del periodo del Piano;
- EBITDA di *Sustainable Mobility* pari a 1,5 miliardi di euro entro il 2026, con una crescita media annua del 20 per cento rispetto al 2023, che contribuisce a migliorare i risultati attesi del *downstream*.

PLENITUDE

Plenitude, la società di Eni che integra rinnovabili, soluzioni energetiche per i clienti e una rete capillare di ricarica per veicoli elettrici (EV) sta sviluppando la sua *pipeline* di progetti rinnovabili e ha raggiunto l'obiettivo al 2022 di oltre 2 GW di capacità installata.

Plenitude prevede di realizzare oltre 7 GW di capacità installata entro la fine del 2026 e più che raddoppiare la sua rete di punti di ricarica per veicoli elettrici, portandola a 30.000 unità entro la fine del Piano.

VERSALIS

Nel corso del Piano, Versalis dovrebbe raggiungere una redditività grazie alla trasformazione verso un modello di *business* più sostenibile e competitivo. La Società proseguirà nel suo percorso di trasformazione in una società chimica specializzata e sostenibile, incrementando la propria presenza nei mercati dei clienti finali e costruendo una posizione di *leadership* nel settore della biochimica. La Società punterà a crescere nei mercati *target* con investimenti nella sua piattaforma di *compounding* e in nuove tecnologie.

STRATEGIA FINANZIARIA

Eni ritiene di attuare la sua strategia di *business* assicurando flessibilità e garantendo ritorni ai suoi investitori.

Sulla base dell'ipotesi di scenario, prevede:

- EBIT 2023 pari a 13 miliardi, il secondo migliore risultato in 10 anni dopo quello del 2022;
- CFFO 2023 ante capitale circolante pari a oltre 17 miliardi e a oltre 69 miliardi nell'arco del Piano. A scenario costante, il CFFO 2026 sarà superiore di oltre il 25 per cento a

quello del 2023, trainato dall'E&P, dai contributi positivi di tutti i settori e dalla crescita dei principali *business* di transizione, Plenitude e Sustainable Mobility. Ciò implica una crescita media annua per azione del 12 per cento nel periodo di Piano a scenario costante 2023.

- ROACE (*Return on Average Capital Employed*) medio del 13 per cento nel periodo 2023-2026 a scenario costante 2023, +7 punti percentuali rispetto alla media del periodo 2010-2019;
- Capex 2023 pari a circa a 9,5 miliardi e 37 miliardi nell'arco di Piano. In USD, e a parità di inflazione, ciò rappresenta una crescita del 15 per cento (rispetto al Piano precedente), per le nuove opportunità, l'ampliamento e l'accelerazione dei progetti *upstream* esistenti, caratterizzati da elevati ritorni. Questi progetti generano un valore significativo e continueranno a farlo dopo la fine del Piano. Le spesa destinata alle attività zero e *low carbon* sarà pari a circa il 25 per cento degli investimenti di Gruppo.
- *Leverage* tra 10-20 per cento nel periodo del Piano.

5.2 Operazioni più rilevanti

Tra le molteplici attività poste in essere da Eni S.p.A. nel corso dell'esercizio 2022, meritano di essere segnalate, per il loro rilievo:

- l'operatività di Azule Energy, la *joint venture* paritetica che combina le attività angolane di Eni e BP; Azule Energy è il più grande produttore indipendente di petrolio e gas dell'Angola;
- la quotazione di Vår Energi presso la borsa di Oslo, che ha rappresentato la più grande offerta pubblica iniziale del settore Oil & Gas in Europa negli ultimi 15 anni, con collocamento di una quota del 16,2 per cento del capitale sociale della partecipata;
- l'acquisizione della quota del 3 per cento nel progetto North Field Est LNG in Qatar. L'avvio produttivo è previsto entro la fine del 2025;
- la cessione a QatarEnergy di una partecipazione del 30 per cento nei Blocchi esplorativi 4 e 9, nell'*offshore* del Libano, per cui Eni manterrà una partecipazione del 35 per cento nel progetto;
- la firma di un accordo con Snam per lo sviluppo del progetto Ravenna Carbon Capture and Storage (CCS) che utilizzerà per lo stoccaggio di CO₂ i campi *offshore* esauriti di Eni

presenti nell'area. La Fase 1 del progetto, in corso, prevede dal 2024 la cattura di 25 mila tonnellate/anno di CO₂ emessa dall'impianto di trattamento del gas naturale Eni di Casalborgorsetti (Ravenna) e il successivo trasporto e iniezione in un vicino giacimento di gas esaurito. Nel 2026 la Fase 2 sarà avviata su scala industriale con un'iniezione di stoccaggio fino a 4 milioni di tonnellate/anno;

- l'acquisizione da parte di Snam del 49,9 per cento delle partecipazioni Eni nelle società che gestiscono i gasdotti internazionali che collegano l'Algeria all'Italia. Eni e Snam esercitano il controllo congiunto sulla società conferitaria degli *asset* SeaCorridor;
- la costituzione di Eni Sustainable Mobility, società integrata verticalmente che supporterà la transizione energetica di Eni, di cui si è già detto;
- l'avvio di una nuova *partnership* con Infrastrutture S.p.A. per lo sviluppo di progetti solari ed eolici, attraverso l'acquisizione del 65 per cento di Hergo Renewables S.p.A.;
- l'acquisizione del 100 per cento di PLT (PLT Energia Srl e SEF Srl e rispettive controllate e partecipate), un gruppo italiano integrato nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e nella fornitura di energia a clienti *retail*. La Società acquisita include circa 90.000 clienti *retail* in Italia ed un portafoglio di capacità di 1,6 GW;
- l'acquisizione negli Stati Uniti dell'impianto fotovoltaico di Kellam, da 81 MW, attraverso la controllata statunitense Eni New Energy US, Inc., situato nel nord del Texas, raggiungendo una capacità installata di 878 MW nel mercato statunitense;
- relativamente alla *joint venture* norvegese Vårgrønn, la sottoscrizione da parte di Plenitude e HitecVision di un accordo per consolidare la presenza in uno tra i più importanti *player* del settore eolico *offshore*;
- la cessione, tramite Plenitude, a Depa Infrastructure, società greca controllata da Italgas, del 49 per cento di Eda Thess (Thessaloniki Thessalia Gas Distribution S.A), uno dei principali operatori del sistema infrastrutturale nel settore del gas in Grecia;
- la cessione alla società di investimento Sixth Street della quota di minoranza del 49 per cento in EniPower, che possiede sei centrali termoelettriche alimentate a gas. Eni mantiene il 51 per cento ed il controllo di EniPower in termini operativi, nonché il consolidamento della società.

Nel 2023, tra le operazioni più significative, si segnalano:

- l'accordo, d'intesa con la collegata Vår Energi ASA, per acquisire l'importante società indipendente di esplorazione e produzione d'idrocarburi Neptune, che possiede *asset* prevalentemente a gas naturale a ridotto profilo emissivo e diversi progetti di cattura di CO₂;
- il perfezionamento dell'acquisizione, attraverso la *joint venture* paritetica Eni Sustainable Mobility e PBF Energy, della bioraffineria St. Bernard Renewables LLC (SBR) di Chalmette, in Louisiana (USA), entrata in esercizio con una capacità di lavorazione di circa 1,1 milioni di tonnellate/anno di materie prime;
- l'acquisizione degli *asset* in produzione e sviluppo di Chevron nell'*offshore* dell'Indonesia, in linea con la strategia di transizione energetica di Eni volta ad aumentare la quota di produzione di gas naturale al 60 per cento entro il 2030;
- l'accordo con Oando PLC, la principale società petrolifera privata nigeriana, per concordare i termini per la cessione di Nigerian Agip Oil Company Ltd (NAOC Ltd), società interamente controllata da Eni e attiva in Nigeria nell'esplorazione e produzione di idrocarburi *onshore* e nella generazione di energia elettrica. L'accordo prevede lo scorporo della partecipazione di Eni nella JV SPDC;
- il perfezionamento, da parte di Versalis, dell'acquisto del 64 per cento della partecipazione in Novamont posseduta dall'azionista Mater-Bi, acquisendo il controllo totalitario;
- il rafforzamento del portafoglio di GNL contrattualizzato grazie a tre nuovi accordi di lungo termine in Congo, Qatar e Indonesia per un volume totale a regime di 6,5 mld mc/anno, che, facendo leva sull'approccio integrato di Eni nei Paesi in cui opera e in linea con la strategia di transizione energetica, ha l'obiettivo di aumentare progressivamente la quota di gas nella produzione *upstream* complessiva al 60 per cento entro il 2030, aumentando al contempo il contributo del GNL;
- l'acquisizione della licenza per lo stoccaggio di CO₂ per il giacimento a gas esaurito di Hewett, nella parte meridionale del Mare del Nord del Regno Unito.

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, fino alle rinnovabili, tra cui l'eolico, il fotovoltaico e i biocarburanti, e alla ricerca e 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).

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.

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 accelerato lo sviluppo in Algeria di nuovi progetti 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 che 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.

In Egitto, per accelerare il percorso di decarbonizzazione delle attività, Eni ha confermato la volontà di sviluppare progetti di cattura, utilizzo e stoccaggio della CO₂ (CCUS) e di produzione di idrogeno, in particolare nel sito di Damietta.

Tra le *partnership* firmate, va ricordato che QatarEnergy a giugno 2022 ha selezionato Eni come nuovo *partner* internazionale per l'espansione del progetto North Field East (NFE), il più grande progetto di GNL al mondo, che potrà aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento di gas a livello globale.

Nello stesso periodo 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.

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. La scoperta crea le condizioni per sviluppare nuovi volumi di gas nel Mediterraneo, stimati in circa 70 miliardi di metri cubi.

Il gas è considerato centrale nella strategia di Eni per raggiungere il traguardo delle zero emissioni nette GHG (Greenhouse Gases) *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, secondo Eni, 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. I progetti finanziati riguardano la realizzazione o l'ammodernamento di stazioni di rifornimento di idrogeno rinnovabile per il trasporto urbano stradale, nonché lo sviluppo di infrastrutture di ricarica elettrica e per la mobilità sostenibile.

Come riportato nella tabella seguente, al 31 dicembre 2023, Eni S.p.A. risulta soggetto attuatore per 22 progetti (3 dei quali non ancora avviati a fine 2023), afferenti alla Missione 2, relativa proprio alla transizione ecologica, e la somma finanziata dal Pnrr ammonta a 42,048 mln, pari al 22,5 per cento del totale finanziato (186,701 mln). In qualità di soggetto realizzatore Eni è titolare di 8 interventi (tutti avviati), afferenti alle Missioni 2 e 4, per complessivi 16,777 mln (finanziati con risorse Pnrr per il 51,7 per cento).

Tabella 17 - Progetti finanziati al 31.12.2023

(in migliaia)

Qualifica	Missione/Componente	N. progetti	Risorse previste PNRR	Risorse proprie	Totale	% PNRR su finanziamento complessivo
ATTUATORE	2/C2	22	42.048	144.653	186.701	22,5
REALIZZATORE	2/C2 4/C2 4/C3	8	8.680	8.097	16.777	51,7
TOTALE		30	50.728	152.751	203.479	24,9

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Secondo i dati forniti dalla società, al 31 dicembre 2023, risultano contabilizzate e pagate somme per 1,384 mln in relazione ai progetti in qualità di soggetto attuatore (pari allo 0,7 per cento del totale) e per 2,277 mln in relazione ai progetti in veste di realizzatore (pari al 13,6 per cento del totale).

Per l'utilizzo delle risorse del Piano, Eni ha predisposto un'apposita contabilità separata, al fine di assicurare la completa tracciabilità delle operazioni riferite agli interventi, con la distinzione fra le attività di parte corrente e attività in conto capitale.

6. IL CONTENZIOSO

Eni S.p.A. e il Gruppo sono parte in procedimenti penali, civili e amministrativi, oppure interessati da procedimenti penali riguardanti persone per ipotesi di reato connesse alle attività della Società stessa.

Al riguardo, è previsto in bilancio un fondo rischi per contenziosi di 947 mln al 31 dicembre 2022 (452 mln al 31 dicembre 2021), come esposto nella tabella n. 47, onde far fronte a contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti *antitrust* e di altra natura.

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

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

Eni Rewind S.p.A. (in precedenza Syndial S.p.A.) - 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. L'udienza avanti la Corte d'appello di Catanzaro sarà celebrata nel 2024 e dal momento che la decisione di primo grado non è stata impugnata anche dalla Pubblica accusa, la sentenza del Gup di Crotone potrà essere riformata solo in senso più favorevole agli appellanti.

Eni Rewind S.p.A. - Discarica di Minciareda, 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 "Minciareda". I reati contestati agli indagati sono quelli di gestione di discarica non autorizzata e disastro ambientale, mentre a Eni Rewind S.p.A. 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 novembre 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.

Eni Rewind S.p.A. - 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. A seguito di rinvio a giudizio nei confronti di Eni Rewind S.p.A., 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 questioni di competenza insorte nel corso del giudizio, la nuova udienza preliminare è stata celebrata innanzi ad un altro

magistrato, che il 7 luglio 2023 ha pronunciato sentenza di non luogo a procedere nei confronti dei tre dirigenti di Eni Rewind in relazione al reato di disastro e della Società in qualità di responsabile civile per decorso del termine di prescrizione.

La sentenza di proscioglimento è passata in giudicato.

Eni Rewind S.p.A.- Crotone Omessa Bonifica.

Nell'aprile del 2017 è stato aperto dalla Procura di Crotone un ulteriore procedimento penale sulle attività di bonifica del sito di Crotone nel suo complesso. Nel frattempo, nella prima metà del 2018, il nuovo progetto di bonifica presentato dalla Società è stato ritenuto approvabile da parte del Ministero dell'ambiente. A inizio marzo 2020 è stato emanato il decreto ministeriale di approvazione del POB Fase 2. Il Pubblico ministero ha presentato richiesta di archiviazione e il Gip ha fissato una udienza camerale. Con ordinanza del 10 gennaio 2022 il Gip di Crotone ha disposto l'esecuzione da parte della Procura di una CT integrativa. Eni è in attesa della determinazione del Pubblico ministero conseguente al deposito di questa consulenza integrativa.

Eni Rewind S.p.A. e Versalis S.p.A. - Darsena Porto Torres.

Nel 2012 il Tribunale di Sassari, su richiesta della Procura, ha disposto lo svolgimento di un incidente probatorio relativamente al funzionamento della barriera idraulica del sito di Porto Torres (gestito da Eni Rewind S.p.A.) e alla sua capacità di impedire la dispersione della contaminazione, presente all'interno del sito, nel tratto di mare antistante lo stabilimento. Sono stati indagati gli amministratori delegati di Eni Rewind S.p.A. e Versalis S.p.A., oltre ad alcuni altri manager delle due società, per i quali la Procura aveva richiesto il rinvio a giudizio. Il Tribunale ha autorizzato la citazione dei responsabili civili Eni Rewind S.p.A. e Versalis S.p.A.. Le parti civili costituite hanno chiesto la liquidazione del danno ambientale: il Ministero e la Regione Sardegna per oltre 1,5 miliardi, mentre le altre parti civili si sono rimesse alla valutazione equitativa del Giudice. Il Tribunale, nel luglio 2016 ha assolto gli indagati Eni Rewind S.p.A. e Versalis S.p.A. per il reato di disastro ambientale e deturpamento di bellezze naturali (golfo dell'Asinara), condannando 3 dirigenti Eni Rewind S.p.A. ad un anno, con pena sospesa, per il reato di disastro ambientale colposo limitatamente al periodo agosto 2010/gennaio 2011. La difesa ha presentato appello. Il processo avanti la Corte d'appello di

Cagliari si è concluso il 14 dicembre 2021 con una sentenza di conferma della condanna dei tre imputati ad un anno di reclusione per il reato di disastro innominato colposo, nonché alle conseguenti statuizioni civili. La Corte di Cassazione nell'udienza del 16 marzo 2023 ha rigettato i ricorsi difensivi ed ha confermato la sentenza di condanna. La Corte di Cassazione ha altresì confermato la condanna generica dei tre imputati al risarcimento del danno patito dalle parti civili, da liquidarsi in separato giudizio civile, accordando alle parti civili, fra cui Ministero per l'ambiente, Regione Sardegna, Comune di Porto Torres, provvisoriamente per un ammontare complessivo pari a euro 540.000.

Raffineria di Gela S.p.A. - Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) S.p.A. - Disastro innominato.

Il procedimento penale a carico di dirigenti della Raffineria di Gela e di EniMed S.p.A. 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. E' in corso il giudizio di primo grado dinanzi al Tribunale di Gela.

Eni S.p.A. - Indagine Val d'Agri.

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

somma ritenuta costituire l'ingiusto profitto conseguito dal reato, da cui detrarre l'ammontare dei costi sostenuti da Eni per le modifiche all'impianto eseguite nel 2016. Avverso tale sentenza è stato proposto appello. Il relativo giudizio è in corso di svolgimento.

Eni S.p.A. – 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. Il Gup, con riferimento all'imputazione ad Eni ex d.lgs. n. 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 ai fini dell'applicazione del d.lgs. n. 231 del 2001, 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. In seguito, i due procedimenti a carico delle persone fisiche sono stati riuniti dal Tribunale in un unico processo, pendente in fase di istruttoria dibattimentale. In tale procedimento, numerose parti hanno presentato istanza di costituzione di parte civile. Per quanto concerne Eni S.p.A. ex d.lgs. n. 231 del 2001, infine, il PM, al fine di sanare i vizi in precedenza rilevati dal Gup, ha emesso nuovo avviso di conclusione delle indagini preliminari, e a seguire decreto di citazione diretta innanzi al Tribunale in composizione monocratica. In tale ambito, il Tribunale di Potenza ha accolto l'eccezione formulata dalla difesa di incompetenza, ha dichiarato la nullità del decreto

di citazione diretta a giudizio ed ha disposto nuovamente la restituzione degli atti al Pubblico ministero.

Raffineria di Gela S.p.A./Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) S.p.A. - Gestione rifiuti discarica CAMASTRA.

Nel giugno 2018 la Procura di Palermo ha avviato nei confronti delle società Raffineria di Gela S.p.A. e di EniMed S.p.A. 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 S.p.A. 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 S.p.A. - 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.

Versalis S.p.A. Sequestro dell'impianto di depurazione gestito da IAS S.p.A- Priolo Gargallo

A inizio febbraio 2022 è stata notificata a Versalis una richiesta di proroga del termine delle indagini preliminari da parte della Procura della Repubblica di Siracusa che - in relazione al sistema di scarichi dei reflui industriali dell'impianto Versalis nel depuratore di Priolo gestito da IAS S.p.A. - ipotizzava i reati di disastro ambientale (452 quater c.p.) e di violazione della normativa in materia di scarichi, secondo l'assunto accusatorio in corso di consumazione, a carico di due ex direttori dello stabilimento Versalis di Priolo, nonché di un dipendente di Versalis, avente allora un ruolo dirigenziale in Priolo Servizi.

Contestazioni analoghe venivano ipotizzate a carico di altri dipendenti delle società coinsediate nel sito industriale di Priolo Gargallo nonché di IAS S.p.A., mentre le persone giuridiche Versalis, Priolo Servizi e le altre società coinsediate risultavano enti indagati ai sensi del d.lgs. n. 231 del 2001. A metà giugno 2022, quindi, venivano notificati l'ordinanza di applicazione di misura cautelare e il decreto di sequestro preventivo, con i quali il Giudice per le indagini preliminari presso il Tribunale di Siracusa disponeva il sequestro dell'impianto di depurazione e delle quote societarie di IAS S.p.A., con la nomina di un amministratore giudiziario dei beni sottoposti a sequestro. Con il medesimo atto, veniva, altresì, disposta nei confronti di vari soggetti indagati, tra cui un ex direttore Versalis dello stabilimento di Priolo e l'ex Direttore tecnico di Priolo Servizi, la misura interdittiva del divieto di svolgere mansioni nelle società coinvolte nelle indagini nonché presso imprese concorrenti o comunque operanti nel medesimo settore produttivo, per la durata di 12 mesi, successivamente revocata. In pari data veniva, inoltre, notificata a Versalis una "richiesta di consegna" di documentazione emessa dalla Procura della Repubblica in relazione a protocolli attuativi dei modelli organizzativi nonché ad ogni eventuale documentazione correlata di rilievo in materia di cui al d.lgs. n. 231 del 2001 e Versalis provvedeva a consegnare tempestivamente i documenti richiesti. La società ha, quindi, presentato una nota tecnica volta a dimostrare che il contributo di Versalis S.p.A. all'impianto di depurazione gestito da IAS è rispettoso delle norme e in ogni caso irrilevante rispetto all'ipotesi accusatoria. A fine settembre 2022, quindi, è stata notificata una richiesta di incidente probatorio da parte della Procura della Repubblica di Siracusa. Da tale richiesta si è appreso che le indagini sono state estese anche all'attuale Direttore dello

Stabilimento Versalis e all'AD di Priolo Servizi, dipendente di Versalis S.p.A. Parallelamente, Versalis S.p.A. ha impugnato dinanzi al TAR di Catania l'AIA rilasciata a IAS solo per la parte in cui il provvedimento venga interpretato nel senso di imporre nuovi e diversi limiti allo scarico rispetto a quelli contenuti nelle autorizzazioni in capo alla società. Nel frattempo, è stata sospesa dalla Regione Siciliana l'AIA rilasciata per la gestione, da parte di IAS, del depuratore. Versalis ha, quindi, impugnato davanti al TAR il provvedimento di avvio di riesame della sua AIA e, con separato ricorso, il provvedimento di sospensione dell'AIA di IAS da parte della Regione Siciliana.

A giugno 2023, il Gip di Siracusa, ha disposto la revoca dei precedenti periti e ha successivamente provveduto alla nomina di un nuovo collegio peritale, che ha avviato i propri accertamenti. Il procedimento penale è tuttora pendente in fase di indagini.

Eni S.p.A. – 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 ha 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. n. 231 del 2001.

Il procedimento pende dinanzi al Tribunale di Ancona.

Raffineria di Gela S.p.A. ed Eni Rewind S.p.A. – 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 GIP 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.

Il procedimento è tuttora pendente.

Eni Rewind S.p.A. e Versalis S.p.A. – 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 S.p.A., Eni Rewind S.p.A. ed Edison S.p.A. 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 pendente in fase dibattimentale.

Eni S.p.A. (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, il Giudice ha rinviato a giudizio gli imputati ed ha dichiarato la nullità per vizio di notifica della richiesta di rinvio a giudizio per le persone giuridiche, restituendo gli atti al Pubblico ministero per il suo rinnovo.

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 S.p.A. ai sensi del d.lgs. n. 231 del 2001 il decreto di citazione diretta a giudizio. Il procedimento pende nella fase dibattimentale.

Eni S.p.A. R&M Deposito di Genova Pegli - Procedimento penale sversamento greggio settembre 2022.

A seguito dell'evento incidentale verificatosi presso il deposito di Genova Pegli in data 27 settembre 2022, evento che ha generato la perdita di greggio da un oleodotto all'interno del deposito stesso e che ha interessato in parte anche aree esterne al sito produttivo, la Procura della Repubblica di Genova ha instaurato un procedimento penale nell'ambito del quale è stato inizialmente disposto il sequestro della parte di impianto oggetto del disservizio verificatosi, in seguito oggetto di dissequestro. Nell'ambito del procedimento, il reato per il quale si procede è quello di disastro ambientale colposo, contestato a carico di 4 dipendenti Eni mentre alla Società è contestato l'illecito amministrativo ai sensi degli artt. 5 e 25-undecies d.lgs. n. 231 del 2001. Il procedimento pende nella fase delle indagini preliminari.

Eni S.p.A. - Deposito di Pomezia - Inquinamento ambientale colposo

E' in corso un procedimento penale avente ad oggetto un presunto reato di inquinamento colposo della falda idrica sottostante il deposito di carburanti di Pomezia, imputabile, secondo l'impianto accusatorio, a perdite di prodotto dai serbatoi.

La Procura della Repubblica, all'esito di verifiche tecniche, ha iscritto nel registro degli indagati due dipendenti Eni per il reato contestato, nonché Eni per l'illecito amministrativo ai sensi del d.lgs. n. 231 del 2001.

Successivamente, il Pubblico ministero ha emesso richiesta di rinvio a giudizio, per la quale è stata fissata l'udienza preliminare.

Raffineria di Sannazzaro - Procedimento penale scarichi e inquinamento ambientale - Procura di Pavia.

È in corso un procedimento penale che vede indagati alcuni direttori pro-tempore della Raffineria di Sannazzaro de' Burgondi per ipotesi di reati di inquinamento ambientale ed

omessa bonifica, nonché Eni S.p.A. quale ente indagato ex d.lgs. n. 231 del 2001, in relazione al reato presupposto di inquinamento ambientale. Il procedimento inizialmente aveva ad oggetto gli scarichi della Raffineria, sulla base dei rilievi fatti da ARPA sullo stato di contaminazione di un canale limitrofo nel quale il sito scarica legittimamente.

Nel corso delle indagini è stato acquisito dalla Procura della Repubblica di Pavia vario materiale documentale e informatico e in data del 23 maggio 2023 è stato disposto il sequestro probatorio dell'impianto di depurazione (TAE) della Raffineria e di alcuni canali di servizio. In seguito, si è appreso dell'estensione dell'indagine sulla situazione ambientale a valle delle barriere idrauliche di sito. In data 28 novembre 2023, l'impianto TAE è stato dissequestrato e restituito nella disponibilità della Società. Il procedimento, allo stato, pende in indagini preliminari.

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

Eni Rewind S.p.A. - Versalis S.p.A. - Eni S.p.A. (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 S.p.A. 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.

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.

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.

Ad aprile 2021 il Ministero è intervenuto nel procedimento volto ad individuare le eventuali attività di bonifica da porre in essere nell'area in danno delle coinsediate. 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.

All'udienza dell'8 novembre 2023, il TAR Catania, con sentenze aventi tutte il medesimo contenuto, pubblicate tra il 27 dicembre 2023 e il 9 gennaio 2024, ha dichiarato inammissibili i ricorsi in ragione della natura procedimentale della diffida. Il TAR non si è pronunciato sull'esistenza o meno di un giudicato della responsabilità circa la contaminazione della Rada, limitandosi a evidenziare il fatto che l'amministrazione procedente la ritiene, invece, sussistente.

Eni Rewind S.p.A. - Priolo - Cause civili malformazioni

A febbraio 2022, due cittadini di Augusta (SR) hanno convenuto in due separati giudizi Eni Rewind innanzi al Tribunale di Siracusa, esponendo di essere nati con gravi malformazioni a causa degli sversamenti di mercurio derivanti dall'impianto cloro-soda a celle di mercurio dello stabilimento di Priolo, chiedendo un risarcimento dei danni di euro 800.000 per ciascuno degli attori.

Eni Rewind si è costituita in giudizio svolgendo domanda di chiamata in causa e manleva nei confronti di Edison, tenuto conto che l'impianto cloro-soda è pervenuto al gruppo Eni nell'ambito dell'operazione Enimont, dunque in epoca successiva alla asserita esposizione al mercurio da parte degli attori, avvenuta necessariamente tra il 1972 e il 1975 (anni di nascita degli attori). Edison S.p.A. si è costituita; i giudizi sono attualmente pendenti in fase istruttoria.

Eni S.p.A. - Eni Rewind S.p.A. - Raffineria di Gela S.p.A. - Ricorso per accertamento tecnico preventivo e giudizi di merito

Nel febbraio 2012 è stato notificato a Raffineria di Gela, Eni Rewind S.p.A. 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. Tale sentenza è stata confermata in appello.

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. La Corte di appello di Caltanissetta ha fissato per fine 2024 l'udienza per la precisazione delle conclusioni.

Eni Rewind S.p.A. - Risarcimento del danno ambientale (Sito di Cengio)

Dal 2008 è pendente un'azione risarcitoria dianozi al Tribunale di Genova avviata dal Ministero dell'ambiente e dal Commissario delegato alla gestione dello stato di emergenza ambientale nel Comune di Cengio nei riguardi di Eni Rewind S.p.A. 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.

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 compensare alla società le spese di liti. Nell'ottobre 2022 il Ministero ha proposto appello avverso la sentenza. Eni Rewind si è costituita in giudizio in vista dell'udienza che si è discussa il 21 marzo 2023.

Con ordinanza del 24 maggio 2023, la Corte d'appello ha proposto alle parti di definire la vertenza mediante la sottoscrizione dell'accordo transattivo negoziato nel corso del primo grado di giudizio e mai perfezionato, rinviando la causa all'udienza del 5 luglio 2023. Ad esito delle interlocuzioni tra la Società e il Ministero è emersa la concorde volontà di adesione alla richiesta del Giudice. Tale accordo prevede il riconoscimento in via transattiva da parte di Eni Rewind di misure per un valore di circa 8 milioni di euro e il riconoscimento da parte del Ministero dell'adeguatezza delle opere già realizzate dall'azienda al conseguimento del pieno ripristino ambientale e al completo ristoro di qualsiasi danno ambientale. La Corte d'appello di Genova, preso atto della sottoscrizione dell'accordo transattivo tra le parti, ha disposto un rinvio ex 309 cpc al 20 dicembre 2023 per verifica della registrazione di tale atto presso la Corte dei conti (avvenuta in data 29 novembre 2023). Tenuto conto della mancata comparizione delle parti all'udienza del 20 dicembre 2023 sopracitata, il Collegio fisserà una ulteriore udienza per la conseguente decisione.

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.

A esito della fase dibattimentale, il Giudice ha trasmesso alle parti proposta di definizione conciliativa, ponendo un termine alle parti per valutare la stessa e per presentare ulteriori proposte in merito. Le parti non hanno aderito alla proposta conciliativa. Nel corso dell'ultima udienza del 19 febbraio 2021, il Giudice ha ritenuto la causa matura per la decisione e ha fissato l'udienza di precisazione delle conclusioni al 30 giugno 2023, successivamente rinviata al 19 febbraio 2025.

Eni S.p.A. – Eni Oil&Gas Inc. - *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 S.p.A., 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 giugno 2022 e del 31 agosto 2022, è stata concessa una sospensione fino al 24 novembre 2022, al fine della preparazione e deposito di una *petition for certiorari* alla Corte Suprema per l'ulteriore revisione della decisione.

In data 25 aprile 2023, la Corte Suprema ha respinto la *petition for certiorari* dei convenuti. Nel corso dell'estate i procedimenti sono stati dunque assegnati definitivamente alle corti statali della California. A novembre 2023, gli attori hanno presentato una *petition for coordination* finalizzata a riunire le fasi pregiudiziali dei procedimenti di fronte a un'unica corte statale. Tale *petition* sarà decisa in occasione di un'udienza fissata in data 25 gennaio 2024. Nel mentre, Eni S.p.A. ed Eni Oil & Gas Inc., così come tutti gli altri convenuti con sede legale fuori dalla California, hanno presentato presso ciascuna corte statale una *motion to quash* per contestare la giurisdizione delle corti californiane nei confronti di tutte le convenute straniere, sul presupposto che le stesse non abbiano avuto contatti rilevanti con la California e che pertanto vi sia una carenza di c.d. "personal jurisdiction". La data dell'udienza relativa alle *motion to quash* sarà stabilita in maniera definitiva a seguito della riunione dei procedimenti.

Eni Rewind S.p.A. / 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. 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, 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.

Eni S.p.A. / Greenpeace Onlus, Recommon APS e altri – Contenzioso climatico

Il 9 maggio 2023 le ONG Greenpeace Onlus e Recommon APS, insieme a 12 privati cittadini, hanno notificato un atto di citazione contro Eni, il Ministero dell'economia e delle finanze e Cassa depositi e prestiti innanzi al Tribunale civile di Roma. Gli attori contestano la responsabilità di Eni per il cambiamento climatico, lamentano danni patrimoniali e non patrimoniali e chiedono a Eni l'adeguamento della strategia di decarbonizzazione (riduzione

emissioni del 45 per cento entro il 2030 rispetto al 2020, o altre misure adeguate al rispetto dell'Accordo di Parigi) nonché la cessazione delle condotte dannose.

In data 21 settembre 2023, Eni ha depositato in giudizio la propria comparsa di costituzione e risposta, corredata da una relazione tecnica, eccependo l'inammissibilità, l'improponibilità e la totale infondatezza delle domande degli attori. Il Mef e Cdp si sono altresì costituiti in giudizio.

Il giudizio è pendente.

Versalis S.p.A./MiTE (oggi MASE)- Sito di Brindisi

Versalis ha impugnato il decreto n. 254 del 21 giugno 2021, con il quale il Ministero della transizione ecologica ha espresso giudizio di compatibilità ambientale per il progetto presentato dall'Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Meridionale relativo ai lavori per il completamento dell'infrastrutturazione portuale mediante banchinamento e realizzazione della retrostante colmata tra il Pontile Petrochimico e Costa Morena Est nel Porto di Brindisi.

L'udienza di discussione è fissata per il 9 aprile 2024, mentre sono in corso interlocuzioni tecniche con l'Autorità di sistema portuale per l'individuazione di soluzioni condivise.

Eni Rewind - Sito di Pieve Vergonte

Eni Rewind ha proposto ricorso dinanzi al TAR Piemonte per l'annullamento del verbale della Conferenza di servizi dell'aprile 2009 nella parte in cui l'approvazione del Piano di caratterizzazione implicava una responsabilità della società in ordine al ripristino ambientale anche delle aree esterne alla proprietà.

Con sentenza n. 476/2018, il TAR ha respinto il ricorso con riferimento agli esiti dell'istruttoria espletata nell'ambito del giudizio civile davanti la Corte di appello di Torino e alla circostanza che non sia possibile escludere a priori una responsabilità di Eni Rewind per la contaminazione del sito anteriore al 1990.

Nel novembre 2018 Eni Rewind ha proposto ricorso avanti il Consiglio di Stato.

Nel frattempo, il collegato giudizio civile si è concluso con sentenza di Cassazione n. 18811, depositata in data 2 luglio 2021, che ha respinto il ricorso presentato dal Mite, confermando

l'idoneità delle misure di ripristino e compensazione ambientale adottate da Eni Rewind, in coerenza con la normativa sul danno ambientale.

Alla luce dell'esito del contenzioso civile, nell'ambito del summenzionato giudizio amministrativo dinanzi al Consiglio di Stato, Eni Rewind ha depositato dichiarazione di rinuncia per sopravvenuta carenza di interesse all'appello.

Edison S.p.A. / Eni Rewind, Versalis, Eni – Sito di Mantova

Nell'ambito della reazione promossa da Edison a una serie di ordinanze della Provincia di Mantova, Edison ha citato in giudizio Eni Rewind, Versalis ed Eni dinanzi al Tribunale di Milano, chiedendo che questo accertasse l'inesistenza di ogni loro diritto e pretesa risarcitoria. Secondo Eni, tali pretese si riferiscono a materie precluse perché oggetto di transazioni stipulate da Edison S.p.A. con Eni in data 6 marzo 2003 e con il Ministero dell'ambiente in data 19 ottobre 2005.

Le convenute hanno formulato delle domande riconvenzionali. Eni Rewind ha chiesto *inter alia* al Tribunale di accertare: (i) che Edison è il soggetto tenuto alla bonifica del sito di Mantova; (ii) che Eni Rewind e Versalis hanno il diritto di interrompere l'esecuzione delle attività di bonifica di qualsiasi area compresa nel sito di Mantova, salva l'adozione di misure di prevenzione ex art. 242 TUA che si rendessero eventualmente necessarie; (iii) che Eni Rewind e Versalis hanno il diritto di agire ai sensi dell'art. 253 comma 4 TUA – o in subordine ex art. 1203, n. 3, o 2055 o 2041 c.c. – nei confronti di Edison in relazione ai costi, oneri e danni sostenuti e/o subiti per le attività di bonifica, prevenzione e messa in sicurezza del sito di Mantova in ragione dell'inquinamento ivi causato da Edison.

Con sentenza non definitiva n. 5086, ex art. 279, co. 4, c.p.c., resa il 14 giugno 2021, il Tribunale ha rigettato le domande di Edison, accertando il diritto di Eni Rewind e Versalis ad agire ex art. 253, co. 4, TUA nei confronti di Edison in relazione ai costi sostenuti per la bonifica del sito di Mantova. In particolare, il Giudice ha ritenuto che: i) la transazione Enimont non è generale e tombale e non comprende una rinuncia al diritto di rivalsa spettante a norma dell'art. 253 TUA al proprietario incolpevole dell'inquinamento del sito; ii) il diritto di rivalsa ha una prescrizione di 10 anni dal verificarsi dell'evento di diritto e non di 5 come sostenuto da Edison; iii) che nel caso specifico di Mantova, non rileva la transazione sottoscritta da Edison con il Ministero dell'Ambiente sulla causa di danno ambientale relativa agli scarichi del Sisma.

Il Tribunale ha rigettato l'istanza di sospensiva di Edison e ha confermato l'avvio della fase istruttoria, chiedendo in via preliminare un accertamento sull'origine della contaminazione anche indipendente rispetto agli accertamenti già svolti in sede amministrativa. Nel novembre 2021 Edison ha promosso giudizio di appello avverso la citata sentenza non definitiva.

Nel frattempo, le parti hanno raggiunto un accordo transattivo sulla ripartizione dei costi di bonifica del sito di Mantova e dei siti oggetto di conferimento Montedison in Enimont. A seguito dello scambio reciproco degli atti di rinuncia e accettazione, il Tribunale di Milano, con provvedimento del 20 settembre 2023, ha dichiarato estinto il giudizio. In data 17 ottobre 2023, la Corte d'appello ha emanato sentenza con cui ha dichiarato cessata la materia del contendere.

Eni GGP e Eni Rewind (quale garante per Nuova Cisa in liq.)/Deflorian

Si tratta di procedimento avente ad oggetto il risarcimento danni conseguenti al disastro Stava. Eni S.p.A., in quanto incorporante della Snam S.p.A., è convenuta in giudizio tra i "corresponsabili civili" (solidalmente con Montedison, ora Edison, Finimeg ora Nuova Cisa S.p.A. in liquidazione, P.A.T, Fallimento Prealpi Mineraria). Il Tribunale ha deciso favorevolmente nei confronti di Eni in primo grado; Deflorian ha promosso appello contro la sentenza di primo grado. La Corte di appello di Milano ha confermato la sentenza di primo grado, rigettando le pretese dell'attore. Con atto notificato nel settembre 2016, Achille Deflorian ha proposto contro Edison S.p.A., Nuova Cisa S.p.A. in liquidazione, Provincia Autonoma di Trento e Fallimento Prealpi Mineraria, un ricorso alla Corte di cassazione contro la sentenza di secondo grado. A fronte di tale contenzioso è stato effettuato un accantonamento al fondo rischi e oneri legali, per Eni GGP (già Snam) e per Eni Rewind (in quanto, in seguito a operazioni societarie avvenute nel 1987 riguardanti Finimeg, oggi Nuova Cisa in liquidazione è tenuta a manlevare quest'ultima società per le passività derivanti dal disastro di Stava). Con sentenza del febbraio 2019, la Corte di cassazione ha ritenuto che determinate richieste risarcitorie formulate dal Deflorian, quali il danno morale e la perdita di avviamento dell'impresa commerciale, non possano dirsi prescritte per una interpretazione differente di cui all'art. 94 c.p.p. e pertanto ha rimesso alla Corte d'appello una nuova indagine sul punto. Deflorian ha riassunto il giudizio davanti alla Corte d'appello di Milano.

A fine giugno 2022, la Corte d'appello di Milano ha condannato solo Edison al risarcimento in favore di Deflorian di euro 2,5 mln circa, riconoscendo i danni subiti per la distruzione

dell'albergo e di alcuni immobili (rivalutati al 30 aprile 2022, oltre interessi) e ha respinto, in quanto inammissibile, la domanda di Edison di chiamata in causa (tra gli altri) delle società Eni in quanto, secondo il giudice, si è formato il giudicato sull'insussistenza della comunanza di cause. Pendono, a questo punto, i termini per eventuali ulteriori azioni e vi è la possibilità che Edison, sulla base di accordi assunti nel 2003 tra i responsabili civili del procedimento penale, agisca nei confronti delle società Eni per la rivalsa (pro-quota) di quanto è tenuta a pagare in favore di Deflorian sulla base della sentenza. Con lettera del 16 maggio 2023, Edison ha comunicato di avere pagato la somma cui è stata condannata dalla Corte d'appello di Milano e ha richiesto – sulla base del citato accordo del 2003 – a Eni GGP euro 704.472,10 (pari al 26,08 per cento) e a Eni Rewind euro 404.239,04 (pari al 16,30 per cento). Le società hanno pagato gli importi richiesti da Edison.

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".

In esito alla conferma della sentenza di assoluzione, la parte civile ha proposto ricorso per Cassazione. L'udienza dinanzi alla Corte di cassazione, inizialmente fissata per il 6 dicembre 2023, è stata posticipata d'ufficio al 7 maggio 2024. Successivamente, il difensore del Governo Federale Nigeriano (FGN) ha formalizzato la revoca di costituzione di parte civile in Cassazione nell'ambito del procedimento in Italia. In particolare, FGN ha rinunciato al ricorso in Cassazione.

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 S.p.A. (R&M) - Raffineria di Taranto - Procedimento penale per sottrazione all'accertamento accise

Il procedimento è relativo alla presunta sottrazione all'accertamento fiscale di prodotto energetico movimentato, in regime di sospensione di accisa, da un serbatoio della raffineria di Taranto. All'esito della fase delle indagini preliminari, risultano indagati, in concorso, l'allora responsabile della raffineria e altri tre dipendenti per una presunta continuata ipotesi di sottrazione all'accertamento delle accise, in ragione di plurime movimentazioni avvenute nel periodo dal 30 giugno al 9 settembre 2021, dal serbatoio oggetto di indagine, il cui misuratore dal 13 ottobre 2021 è posto sotto sequestro. In esito alla notifica del decreto di citazione diretta a giudizio, è stata fissata la prima udienza per l'ottobre 2023. Il Giudice, in quell'udienza, ha accolto le eccezioni delle difese relative alla nullità delle notifiche ed ha rinviato ad altra udienza.

Enimed S.p.A. - Procedimento penale per ipotesi di sottrazione al pagamento dell'accisa di prodotto flussante

Il procedimento penale origina da una indagine della GdF di Ragusa che ha portato all'accertamento nel maggio 2020 di una serie di episodi di furto di flussante – prodotto energetico utilizzato in sospensione di accisa – sottratto direttamente dalle condotte di EniMed ad opera di soggetti terzi arrestati in flagranza di reato.

Parallelamente, si è aperto un accertamento tributario nell'ambito del quale la GdF di Ragusa ha notificato alla Società un processo verbale contenente contestazioni in materia di accise e I.V.A. relative alla gestione del gasolio flussante, ove l'imposta totale dovuta (accisa e I.V.A.) è stata quantificata in circa 46.700 mln. L'Agenzia delle dogane e dei monopoli nel dicembre 2022 ha richiesto il pagamento di circa 36 milioni, corrispondenti alle accise dovute e gli interessi. Avverso l'avviso di pagamento, nel gennaio 2023 la Società ha proposto ricorso

presso la Corte di giustizia tributaria di Agrigento, che ha concesso la sospensione cautelare in attesa dell'udienza che discuterà nel merito il contenzioso.

In data 5 luglio 2023, nell'ambito di tale procedimento è stato, poi, notificato l'avviso di conclusione indagini nei confronti dell'AD Enimed dal 2018 al 2020, del Capo centrale e del Capo impianti, indagati, in concorso tra loro, per il reato di sottrazione al pagamento dell'accisa del flussante - ex art. 40, co. 1, lett. B), d.lgs. n. 504 del 1995 - nel periodo d'imposta 2018, 2019 e 2020, per un totale di euro 34.135.328 di accisa non pagata. Tale contestazione si inserisce in un quadro più ampio in cui risultano indagati ulteriori 15 soggetti, alcuni, quali promotori e partecipi di un'organizzazione criminale dedita al furto e al traffico illecito del flussante, altri, al di fuori dell'organizzazione criminale, per il reato di ricettazione, avendo ricevuto o acquistato il flussante proveniente da furto, e altri ancora per il reato di favoreggiamento, per aver rilasciato dichiarazioni mendaci alla GdF al fine eludere le indagini e così favorire alcuni indagati. In particolare, dall'avviso emerge che cinque indagati, in parte già noti in quanto arrestati nel maggio 2020 in flagranza di reato presso l'area pozzo Cammarata 3, avrebbero sottratto, dal luglio 2018 al maggio 2020, "almeno 510.000 lt" di flussante dalle condotte di "3 diverse aree pozzo" al fine di rivenderlo, mentre altri sei, tra il dicembre 2018 e il maggio 2020, avrebbero ricevuto o acquistato dai suddetti soggetti "imprecisate ma comunque notevoli quantità di flussante" provenienti dal furto (sembrerebbero accertati 56.000 lt dal febbraio al maggio 2020). Per tali fatti di furto, Enimed viene identificata quale persona offesa.

Nel dicembre 2022, il PM ha chiesto il sequestro preventivo di euro 34.135.328 (corrispondenti alla accisa non pagata) rinvenibile nei conti correnti dell'AD fino alla concorrenza e nei conti correnti di Enimed. Tale richiesta è stata respinta dal Gip in data 3 maggio 2023.

A seguito della notifica dell'avviso di conclusioni indagini, in data 18 settembre 2023 è stata depositata una memoria difensiva in cui sono state riportate le argomentazioni di merito finalizzate a richiedere l'archiviazione dei tre indagati. Successivamente, in data 29 settembre 2023, la Procura ha formalmente richiesto l'interrogatorio dei tre dipendenti indagati che hanno reso dichiarazioni al Pubblico ministero il 20 ottobre 2023.

Eni S.p.A. - 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.

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 S.p.A. e del suo CEO. Il procedimento, dopo essere stato trasmesso presso la Procura di Brescia per competenza territoriale, è tornato presso la Procura di Milano. E' stata richiesta l'archiviazione per i *manager* apicali di Eni. La posizione della Società è stata archiviata.

In esito all'udienza preliminare è stato disposto il rinvio a giudizio di tutti gli imputati. Il dibattimento è iniziato innanzi al Tribunale di Milano. Eni, l'Amministratore delegato, il Director Human Capital & Procurement Coordination ed altri due *manager* di Eni sono stati ammessi come parti civili per i reati di calunnia commessi nei loro confronti.

Eni trading & Shipping in liquidazione ha perfezionato con la Procura l'accordo sull'applicazione della sanzione amministrativa (cd. patteggiamento) per l'illecito di cui agli art. 5, comma 1, lett a), e 25 octies del d.lgs. n. 231 del 2001.

Da ultimo, il Giudice, sull'eccezione di alcune difese di persone fisiche, ha rimesso alla Corte di cassazione la decisione sulla individuazione del Giudice competente per territorio per i reati oggetto di imputazione.

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. 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 ed i Comuni hanno notificato avvisi di accertamento per le annualità 2016-2019. Contro tali avvisi la Società ha presentato ricorso; tuttavia, ha deciso di eseguire un accantonamento al fondo rischi, aggiornato nel corso del tempo a fronte di nuove pretese delle amministrazioni comunali.

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.

I risultati di Eni S.p.A. del 2022 sono stati influenzati in maniera significativa dallo scenario dei prezzi delle *commodity* energetiche; il 2022 ha segnato, infatti, uno degli anni più volatili nella storia del prezzo del petrolio. I prezzi del gas naturale hanno registrato una volatilità ancora più accentuata di quella del petrolio, soprattutto in Europa a causa della dipendenza dalle forniture dalla Russia. I margini di raffinazione sono stati sostenuti dalla ripresa della domanda di carburanti in tutti i settori, compresa l'aviazione civile, e dalla sostanziale carenza di gasolio per effetto principalmente di minori forniture dalla Russia.

Di seguito i principali risultati della gestione:

- nel 2022 Eni ha conseguito un utile operativo *adjusted* di 20,4 miliardi, raddoppiato rispetto al 2021, beneficiando del buon andamento dei settori E&P, GGP e del *business* R&M;
- l'utile netto *adjusted* di competenza degli azionisti Eni di 13,3 miliardi, in aumento di 9 miliardi rispetto al 2021, riflette i positivi risultati della gestione industriale e il significativo contributo delle partecipate, valutate con il metodo del patrimonio netto;
- l'utile netto di competenza degli azionisti Eni di 13,9 miliardi evidenzia un notevole incremento rispetto al 2021, grazie al miglioramento della gestione industriale in un contesto di mercato favorevole, attenuato da minori proventi straordinari netti relativi principalmente alla valutazione delle scorte;
- in merito alla remunerazione degli azionisti, come detto, nei mesi di settembre e novembre Eni ha pagato la prima e la seconda *tranche* trimestrale del dividendo 2022 di 0,22 euro per ciascuna azione, pari a 1,47 miliardi. La terza *tranche* di 0,22 euro per azione è stata messa in pagamento il 22 marzo con stacco cedola il 20 marzo 2023;
- è stato completato a novembre l'annunciato programma di acquisto di azioni proprie da 2,4 miliardi, corrispondenti a 195,55 milioni di azioni ritirate dal mercato (pari al 5,48 per cento del capitale sociale), al prezzo medio di 12,27 per azione;
- l'indebitamento finanziario netto ex-IFRS 16, al 31 dicembre 2022, è pari a 7 miliardi, in diminuzione di 2 miliardi rispetto al 31 dicembre 2021. Il *leverage* si attesta a 0,13, rispetto allo 0,20 al 31 dicembre 2021;

- nel gennaio 2023 Eni ha lanciato il primo prestito obbligazionario legato alla sostenibilità per il mercato *retail* in Italia dell'ammontare di 2 miliardi; sono stati ricevuti ordini per oltre 10 miliardi rispetto a 1 miliardo inizialmente offerto e l'offerta si è chiusa in 5 giorni.

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

Il bilancio di esercizio 2022 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 dell'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 indirizzata 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.

Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2022 è stato approvato dal Consiglio di amministrazione di Eni nella riunione del 16 marzo 2023 e sottoposto alla revisione.

L'informativa prevista nella relazione sulla gestione è fornita in un unico documento che include sia il bilancio consolidato che di esercizio, dando 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 2022, posti a raffronto con quelli dell'anno precedente, con le relative variazioni percentuali.

Tabella 18 - Stato patrimoniale - Eni S.p.A. - attivo

	31.12.2022	31.12.2021	Var. %
ATTIVITA'			
Attività correnti			
Disponibilità liquide ed equivalenti	7.627.602.815	6.629.940.550	15,05
Altre attività finanziarie destinate al <i>trading</i>	7.815.400.025	5.855.346.896	33,47
Altre attività finanziarie correnti	3.760.120.486	4.214.058.273	-10,77
Crediti commerciali e altri crediti	11.661.211.258	12.991.813.160	-10,24
Rimanenze	3.814.485.584	2.582.459.892	47,71
Attività per imposte sul reddito	173.234.208	22.351.676	675,04
Altre attività correnti	13.076.263.135	12.851.272.956	1,75
Totale attività correnti	47.928.317.511	45.147.243.403	6,16
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	5.112.098.210	5.213.240.489	-1,94
Diritto di utilizzo beni in <i>leasing</i>	1.654.496.740	1.691.231.011	-2,17
Attività immateriali	241.478.699	246.634.467	-2,09
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.772.963.081	1.103.550.042	60,66
Partecipazioni	59.814.872.255	56.010.121.022	6,79
Altre attività finanziarie	2.145.820.621	3.256.878.788	-34,11
Attività per imposte anticipate	2.683.737.793	814.222.871	229,61
Attività per imposte sul reddito	77.801.348	77.665.001	0,18
Altre attività non correnti	2.812.782.273	2.056.552.186	36,77
Totale attività non correnti	76.316.051.020	70.470.095.877	8,30
Attività destinate alla vendita	82.484.108	2.623.295	3044,29
TOTALE ATTIVITA'	124.326.852.639	115.619.962.575	7,53

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 (7.628 mln) sono costituite, principalmente, da depositi in euro ed in moneta estera e risultano aumentate del 15 per cento.

Altre attività finanziarie destinate al trading

Le altre attività finanziarie destinate al *trading*, pari a 7.815 mln, in aumento del 33 per cento rispetto al 2021, costituiscono una riserva di liquidità strategica avente l'obiettivo di assicurare 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 1.090 mln (1.398 mln nel 2021).

Altre attività finanziarie correnti

Le altre attività finanziarie correnti, pari a 3.760 mln (-10,8 per cento rispetto al 2021), accolgono i crediti finanziari correnti strumentali all'attività operativa per 218 mln e i crediti finanziari correnti non strumentali all'attività operativa per 3.542 mln. Questi ultimi riguardano crediti a breve termine verso società controllate, in particolare verso Eni Plenitude S.p.A. Società Benefit (1.497 milioni), Versalis S.p.A. (1.205 milioni) e Eni Sustainable Mobility S.p.A. (173 milioni).

Crediti commerciali ed altri crediti

Di seguito è esposto il dettaglio della voce crediti commerciali ed altri crediti, per complessivi 11.661 mln a fine 2022.

Tabella 19 - Crediti commerciali e altri crediti

	<i>(milioni di euro)</i>	
	31.12.2022	31.12.2021
Crediti commerciali	11.082	9.509
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	119	155
Anticipi al personale	21	23
Acconti per servizi e forniture	3	8
Crediti per attività di disinvestimento	20	0
Crediti verso altri	416	3.297
TOTALE	11.661	12.992

Fonte: Eni

I crediti commerciali (11.082 mln) riguardano essenzialmente posizioni 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 357 mln (300 mln al 31 dicembre 2021).

Al 31 dicembre 2022 sono state poste in essere operazioni di cessione *pro-soluto* di crediti commerciali con scadenza 2023 per 1.005 mln (a fronte di 1.128 mln nel 2021 con scadenza 2022). Le cessioni riguardano crediti commerciali relativi a *Global Gas & LNG Portfolio* (743 mln), *Refining & Marketing* (229 mln) e *Power* (33 mln).

Altre attività correnti

Le altre attività correnti (13.076 mln) comprendono: il *fair value* su strumenti finanziari derivati per 12.768 mln, attività correnti relative ad altre imposte e tasse per 152 mln e altre attività correnti per 156 mln. Tra le altre attività (correnti e non correnti), pari a 386 mln, figura il costo d'iscrizione del gas prepagato in esercizi precedenti, per effetto della clausola *take- or-pay* dei contratti di fornitura *long term* per 183 mln, di cui 141 milioni previsti oltre i 12 mesi (103 mln al 31 dicembre 2021).

ATTIVITÀ NON CORRENTI

Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari, pari a 5.112 mln, riguardano essenzialmente pozzi, impianti e macchinari E&P per 2.900 mln (2.914 mln nel 2021), immobilizzazioni in corso e acconti E&P per 417 mln (583 mln nel 2021), altri impianti e macchinari per 820 mln (515 mln nel 2021) e altre immobilizzazioni in corso e acconti per 645 mln (528 mln nel 2021).

Tale posta diminuisce di 101 mln per effetto, essenzialmente, degli ammortamenti (470 mln) e delle svalutazioni nette (280 mln), solo parzialmente compensati dagli investimenti (751 mln) e dalle altre variazioni e differenze di cambio da conversione (112 mln). Gli investimenti riguardano: la *Refining & Marketing* (475 milioni); la *Exploration & Production* (240 milioni); la *Corporate* (36 milioni).

Le svalutazioni (280 mln) hanno riguardato gli investimenti di periodo di *compliance e stay in business* relativi a CGU (*Cash generating unit*) del settore raffinazione svalutate in precedenti esercizi e delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività; il tasso di attualizzazione post-tax e pre-tax relativo alle raffinerie Italia è del 6,4 per cento.

Rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo

L'importo della relativa posta, di 1.773 mln (1.104 mln nel 2021), ricomprende 2,8 mln di tonnellate di greggi e di prodotti petroliferi¹⁶. Le scorte d'obbligo aumentano di 669 mln per effetto principalmente della ripresa dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi e per le maggiori quantità accantonate ad obbligo.

Attività immateriali

Ammontano, al 31 dicembre 2022, a 241 mln e diminuiscono di 5 mln rispetto al 2021.

In particolare, le concessioni, licenze, marchi e diritti simili (10 mln) riguardano essenzialmente i diritti minerari relativi alle concessioni di giacimenti. Le concessioni sono ammortizzate principalmente con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione. I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno (55 mln) riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno di *software* a supporto delle aree di *business* e di *staff* e i diritti di utilizzazione di processi produttivi di raffineria. I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo

¹⁶ In relazione alle indicazioni del d.l n. 249 del 31 dicembre 2012. La misura è determinata annualmente dal Ministero dello sviluppo economico.

che va dal 12,5 al 100 per cento.

Le immobilizzazioni in corso e acconti (5 mln) riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di *software* a supporto delle aree di *business*.

Le altre attività immateriali (155 mln) riguardano l'acquisto del 50 per cento dei diritti di liquefazione presso l'impianto di Damietta (135 mln).

Partecipazioni

Di seguito vengono espone le partecipazioni, ammontanti, al 31 dicembre 2022, a 59.815 mln, messe a raffronto con quelle al 31 dicembre 2021, pari a 56.010 mln.

Tabella 20 – Partecipazioni

(milioni di euro)

	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in imprese collegate e <i>joint venture</i>	Partecipazioni minoritarie	Totale
31.12.2022				
Valore iniziale	55.113	796	101	56.010
Acquisizioni e sottoscrizioni	2.830	627		3.457
Cessioni e rimborsi	(577)			(577)
Conferimenti	2.020	(14)		2.006
Rettifiche di valore	(462)	(323)		(785)
Valutazione al <i>fair value</i> con effetti a PN			3	3
Altre variazioni	(298)	(1)		(299)
Deconsolidamento Mozambique Rovuma Venture S.p.A.				
Valore finale	58.626	1.085	104	59.815
Valore finale lordo	73.410	2.188	104	75.702
Fondo svalutazione	14.784	1.103		15.887
31.12.2021				
Valore iniziale	45.652	1.193	10	46.855
Acquisizioni e sottoscrizioni	8.055		90	8.145
Cessioni e rimborsi	(16)	(442)		(458)
Conferimenti	(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 S.p.A.		355		355
Valore finale	55.113	796	101	56.010
Valore finale lordo	69.436	1.576	101	71.113
Fondo svalutazione	14.323	780		15.103

Fonte: Eni

Le partecipazioni sono aumentate, nel 2022, di 3.805 mln (+6,8 per cento); nella tabella che

segue sono riportate le variazioni intervenute nell'esercizio 2022.

Tabella 21 - Variazioni partecipazioni

(€ milioni)	
Partecipazioni al 31 dicembre 2021	56.010
Acquisizioni e sottoscrizioni	3.457
- Interventi sul capitale	2.810
Eni Rewind SpA	1.099
Saipem SpA	624
Eni Global Energy Markets SpA	378
Raffineria di Gela SpA	364
Eni Sustainable Mobility SpA	198
Eni Mozambico SpA	53
EniProgetti SpA	44
Eni Natural Energies SpA	35
EniServizi SpA	8
Agenzia Giomalistica Italia SpA	2
Eni Timor Leste SpA	2
Altre	3
- Acquisizioni	647
Export LNG Ltd	647
Cessioni e Rimborsi	(577)
- Rimborsi di capitale	
Enipower SpA	(249)
- Cessioni	
Enipower SpA	(328)
Conferimenti	2.006
Eni International BV	4.919
Azule Energy Angola SpA (ex Eni Angola SpA)	(2.913)
SeaCorridor Srl (ex Eni Corridor Srl)	66
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	(52)
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	(14)
Rettifiche di valore	(785)
- Riprese di valore	1.237
Eni Investments Plc	551
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	359
Eni Petroleum Co Inc	287
Eni España Comercializadora De Gas SAU	31
LNG Shipping SpA	7
Floater SpA	2
- Svalutazioni	(2.022)
Eni Rewind SpA	(890)
Versalis SpA	(379)
Raffineria di Gela SpA	(331)

segue da pagina precedente

segue

(€ milioni)	
Saipem SpA	(320)
Export LNG Ltd	(45)
Ieoc SpA	(14)
Agenzia Giomalistica Italia SpA	(13)
EniProgetti SpA	(11)
Eni Mozambico SpA	(11)
Società Petrolifera Italiana SpA	(3)
Eni Timor Leste SpA	(2)
EniServizi SpA	(1)
Altre minori	(2)
Riclassifica attività destinate alla vendita	(80)
SeaCorridor Sri (ex Eni Corridor Sri)	(66)
Servizi Fondo Bombola Metano SpA	(14)
Valutazione al fair value con effetti a PN	3
Synhelion SA	3
Altre variazioni	(219)
Eni Rewind SpA	(209)
EniProgetti SpA	(9)
Raffineria di Gela SpA	(4)
Mozambique Rovuma Venture SpA	(1)
Versalis SpA	2
Eni Plenitude SpA Società Benefit	2
Eni International Resources Ltd	1
Serfactoring SpA - in liquidazione	1
Altre	(2)
Partecipazioni al 31 dicembre 2022	59.815

Fonte: Eni

Altre attività finanziarie

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano essenzialmente i finanziamenti a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, concessi a società partecipate, in particolare verso Mozambique Rovuma Venture S.p.A. (1.187 mln), Versalis S.p.A. (731 mln) e Eni Finance International SA (328 mln).

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano, nel complesso, a 1.930 mln.

Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti (2.813 mln) comprendono: il *fair value* su strumenti finanziari derivati per 2.581 mln, attività non correnti relative ad altre imposte e tasse per 2 mln e altre

attività non correnti per 230 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*.

7.2.2 Il passivo dello stato patrimoniale

La tabella che segue espone i dati relativi al passivo dello stato patrimoniale dell'esercizio 2022, riportati nell'elaborato contabile predisposto dalla Società, posti a confronto con l'esercizio precedente e le relative variazioni percentuali.

Tabella 22 - Stato patrimoniale - Eni S.p.A. - passivo

	31.12.2022	31.12.2021	Var. %
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO			
Passività correnti			
Passività finanziarie a breve termine	14.121.969.229	5.865.832.996	140,75
Quote a breve di pass. fin. a lungo termine	2.883.078.014	1.554.576.291	85,46
Quote a breve di pass. fin. per beni in <i>leasing</i>	372.599.936	382.795.296	-2,66
Debiti commerciali e altri debiti	12.380.329.191	9.521.008.110	30,03
Passività per imposte sul reddito correnti	771.314.516	116.693.415	560,98
Altre passività correnti	14.304.897.660	16.304.620.664	-12,26
Totale passività correnti	44.834.188.546	33.745.526.772	32,86
Passività non correnti			
Passività finanziarie a lungo termine	16.054.420.916	20.619.539.276	-22,14
Passività per beni in <i>leasing</i> a lungo termine	1.886.764.517	1.939.272.866	-2,71
Fondi per rischi e oneri	5.660.877.400	4.991.702.544	13,41
Fondi per benefici ai dipendenti	340.718.420	393.240.086	-13,36
Altre passività non correnti	3.029.316.902	2.892.166.428	4,74
Totale passività non correnti	26.972.098.155	30.835.921.200	-12,53
TOTALE PASSIVITA'	71.806.286.701	64.581.447.972	11,19
PATRIMONIO NETTO			
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	45.090.212.674	39.357.403.796	14,57
Azioni proprie	(2.937.126.573)	(957.944.863)	-206,61
Utile netto dell'esercizio	5.403.018.838	7.674.594.671	-29,60
TOTALE PATRIMONIO NETTO	52.520.565.938	51.038.514.603	2,90
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO	124.326.852.639	115.619.962.575	7,53

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 14.122 mln (5.866 mln al 31 dicembre 2021) sono aumentate di 8.256 mln.

Debiti commerciali ed altri debiti

Vengono specificati nella tabella che segue.

Tabella 23 - Debiti commerciali e altri debiti

(milioni di euro)

	31.12.2022	31.12.2021
Debiti commerciali	11.682	8.770
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	35	48
Debiti per attività di investimento	237	210
Debiti verso altri	426	493
TOTALE	12.380	9.521

Fonte: Eni

I debiti commerciali, pari a 11.682 mln, riguardano principalmente debiti verso fornitori (5.326 mln), debiti verso imprese controllate (6.134 mln) e debiti verso imprese collegate, *joint venture* e altre di Gruppo (222 mln). I debiti verso altri, pari a 426 mln, riguardano: i debiti diversi verso il personale e gli istituti di previdenza sociale (183 mln); i debiti verso fornitori di gas, relativi agli importi da pagare a fronte dell'attivazione della clausola *take-or-pay* (90 mln); i debiti verso controllate partecipanti al consolidato fiscale (9 mln) per la remunerazione dei relativi imponibili negativi.

Altre passività correnti

Il totale delle altre passività correnti di esercizio (14.305 mln) include la voce "altre passività" per 13.626 mln, al netto delle altre passività per altre imposte, il cui dettaglio viene esposto nella tabella seguente.

Tabella 24 - Altre passività

(milioni di euro)

	31.12.2022	31.12.2021
Fair value su strumenti finanziari derivati	12.489	15.220
Passività da contratti con clientela	1.013	425
Altre	124	38
TOTALE	13.626	15.683

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Il *fair value* degli strumenti finanziari derivati non di copertura, pari a 12.489 mln per i contratti derivati correnti (15.220 mln nel 2021), 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 evidenziate nel dettaglio le variazioni del *fair value* dei contratti derivati complessivi.

Le passività da contratti con la clientela riguardano essenzialmente: (i) gli anticipi a breve termine su forniture di gas (530 mln); (ii) le quote a breve e a lungo termine degli anticipi incassati dal cliente Engie (*ex* Suez) a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica, rispettivamente per 58 mln e 275 mln (60 mln e 333 mln nel 2021); (iii) gli anticipi a lungo termine ricevuti dalla Società Oleodotti Meridionali S.p.A. per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto per 430 mln (391 mln nel 2021); (iv) i buoni carburante prepagati in circolazione a breve termine per 338 mln (242 mln nel 2021).

PASSIVITÀ NON CORRENTI

Passività finanziarie a lungo termine

Nella tabella che segue si espone il dettaglio delle passività finanziarie a lungo termine, contestualmente alle passività finanziarie a breve termine ed alle quote a breve di passività a lungo termine, poste a raffronto con l'esercizio precedente.

Tabella 25 - Passività finanziarie a breve, a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine

(milioni di euro)

	31.12.2022				31.12.2021			
	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	1.974	767	1.507	4.248	115	274	4.334	4.723
Obbligazioni ordinarie		2.114	13.548	15.662		880	15.289	16.169
<i>Sustainability-linked</i>		2	996	998		2	996	998
Obbligazioni convertibili						399		399
Altri finanziatori	12.148		3	12.151	5.751			5.751
TOTALE	14.122	2.883	16.054	33.059	5.866	1.555	20.619	28.040

Fonte: Eni

I debiti verso banche, di 4.248 mln, derivanti da finanziamenti (4.723 mln nel 2021), sono diminuiti di 475 mln. Il tasso medio ponderato di interesse delle passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve, in essere al 31 dicembre 2022, è dell'1,78 per cento per quelle denominate in euro (1,40 per cento al 31 dicembre 2021) e del 4,48 per cento per quelle denominate in dollari (invariato rispetto al 31 dicembre 2021).

Al 31 dicembre 2022, Eni dispone di linee di credito *sustainability-linked* a lungo termine *committed* per 8.100 milioni (5.000 mln al 31 dicembre 2021), comprensivi delle quote a breve termine (300 mln), tutte non utilizzate.

La tabella che segue espone i prestiti obbligazionari al 31 dicembre 2022.

Tabella 26 – Prestiti obbligazionari al 31.12.2022

(milioni di euro)

	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso per cento
Obbligazioni ordinarie:						
- <i>Euro Medium Term Notes</i> *	1.200	15	1.215	EUR	2025	3,75
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	1.000	29	1.029	EUR	2029	3,625
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	1.000	15	1.015	EUR	2023	3,25
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	1.000	11	1.011	EUR	2026	1,5
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	1.000	3	1.003	EUR	2030	0,625
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	1.000	3	1.003	EUR	2026	1,25
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	1.000	10	1.010	EUR	2031	2
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	900		900	EUR	2024	0,625
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	800	2	802	EUR	2028	1,625
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	750	11	761	EUR	2024	1,75
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	750	8	758	EUR	2027	1,5
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	650	4	654	EUR	2025	1
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	600	(2)	598	EUR	2028	1,125
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	750	(3)	747	EUR	2034	1
- <i>Bond US</i>	937	10	947	USD	2023	4
- <i>Bond US</i>	937	5	942	USD	2028	4,75
- <i>Bond US</i>	328	1	329	USD	2040	5,7
- <i>Bond US</i>	937	1	938	USD	2029	4,25
Totale	15.539	123	15.662			
Obbligazioni sustainability-linked	1.000	(2)	998	EUR	2028	0,375

* *Euro MTN Programme* è uno strumento finalizzato all'emissione di prestiti obbligazionari. Al 31 dicembre 2022 il programma risulta utilizzato per circa 15,8 mld (di cui Eni S.p.A. 13,4 mld).

Fonte: Eni

Nel corso dell'esercizio 2022 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 2.649 milioni (da 13.685 a 16.334 milioni nel 2022) è dovuto essenzialmente: (i) agli investimenti in partecipazioni, per effetto essenzialmente di nuovi investimenti e degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate (3.404 milioni); (ii) al pagamento dei dividendi agli azionisti (3.009 milioni), in particolare il dividendo residuo dell'esercizio 2021 di 0,22 per azione e il pagamento della prima e della seconda *tranche* del dividendo dell'esercizio 2022, a valere sulle riserve disponibili, di 0,44 per azione; (iii) all'acquisto di azioni proprie (2.400 milioni); (iv) agli investimenti tecnici (783 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente compensati: (i) dal flusso di cassa netto positivo da attività operativa (5.818 milioni), in particolare per i dividendi incassati da società controllate (5.515 milioni); (ii) dai disinvestimenti dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa netti (923 milioni).

Tabella 27 - Indebitamento finanziario netto

(milioni di euro)

	31.12.2022	31.12.2021
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	1.011	1.310
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	6.617	5.320
C. Altre attività finanziarie correnti	11.357	10.047
D. Liquidità (A+B+C)	18.985	16.677
E. Debito finanziario corrente	16.238	7.147
F. Quota corrente del debito finanziario non corrente	1.140	657
G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)	17.378	7.804
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)	(1.607)	(8.873)
I. Debito finanziario non corrente	3.397	6.273
J. Strumenti di debito	14.544	16.285
K. Debiti commerciali e altri debiti		
L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)	17.941	22.558
M. Totale Indebitamento finanziario netto (H+L)	16.334	13.685

Fonte: Eni

Fondi per rischi ed oneri

La posta, di 5.661 mln (4.992 mln nel 2021), si riferisce al fondo smantellamento e ripristino siti e *social project* (3.491 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 (936 mln), al fondo per contenziosi (617 mln), che 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, al fondo oneri per contratti onerosi (58 mln), concernenti quei contratti i cui costi di esecuzione

sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso, al fondo oneri per cessione Agricoltura S.p.A. di 138 mln, relativo agli oneri, differenti da quelli ambientali rilevati nel fondo rischi e oneri ambientali, a fronte di garanzie rilasciate ad Eni Rewind S.p.A. all'atto della cessione della partecipazione in Agricoltura S.p.A. e ad altri fondi per rischi e oneri (421 mln).

Fondi per benefici ai dipendenti

Al 31 dicembre 2022 ammontano a 341 mln (393 mln nel 2021) ed afferiscono, principalmente, al trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato (102 mln).

Altre passività non correnti

Se ne espone il dettaglio nella tabella seguente.

Tabella 28 - Altre passività non correnti

	<i>(milioni di euro)</i>	
	31.12.2022	31.12.2021
<i>Fair value</i> su strumenti finanziari derivati	1.922	1.866
Passività da contratti con clientela	704	724
Altre passività	403	302
TOTALE	3.029	2.892

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Tale posta aumenta passando da 2.892 mln del 2021 a 3.029 mln del 2022, in conseguenza, principalmente, dell'aumento del *fair value* su strumenti finanziari derivati (+56 mln), e delle altre passività (+101 mln).

PATRIMONIO NETTO

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

Tabella 29 - Patrimonio netto

(milioni di euro)

	31.12.2022	31.12.2021	Var. %
Capitale sociale	4.005	4.005	0,00
Riserva legale	959	959	0,00
Azioni proprie acquistate	(2.937)	(958)	-206,58
Riserva azioni proprie in portafoglio	2.937	958	206,58
Altre riserve di capitale:	9.629	10.368	-7,13
<i>Riserve di rivalutazione:</i>	9.188	9.927	-7,44
- Legge n. 576/1975	1	1	0,00
- Legge n. 72/1983	3	3	0,00
- Legge n. 408/1990	2	2	0,00
- Legge n. 413/1991	39	39	0,00
- Legge n. 342/2000	7.439	9.839	-24,39
- Legge n. 342/2000 liberata ex art. 2445 cc	1.661	0	100
- Legge n. 448/2001	43	43	0,00
Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993	378	378	0,00
Riserva conferimenti Leggi n.730/1983, 749/1985, 41/1986	63	63	0,00
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	1.020	(531)	292,09
Riserva fair value partecipazioni minoritarie	(8)	(11)	27,27
Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(32)	(56)	42,86
Riserva IFRS 10 e 11	(114)	(2)	-5.600,00
Altre riserve:	26.658	23.632	12,80
<i>Riserve di utili:</i>	26.631	23.610	12,80
- Riserva disponibile	25.489	22.468	13,45
- Riserva da avanzo di fusione	636	636	0,00
- Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	412	412	0,00
- Riserva art.14 Legge n. 342/2000	74	74	0,00
- Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983	19	19	0,00
- Riserva art.13 d.lgs. n. 124/1993	1	1	0,00
Riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario	27	22	22,73
Obbligazioni subordinate perpetue	5.000	5.000	0,00
Utile dell'esercizio	5.403	7.675	-29,60
Patrimonio netto	52.520	51.039	2,90

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 2022 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")¹⁷.

– "Azioni proprie acquistate".

Al 31 dicembre 2022, le azioni proprie acquistate ammontano a 2.937 milioni (958 milioni al 31 dicembre 2021) e sono rappresentate da 226.097.834 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. Nell'esercizio 2022, sono state acquistate 195.550.084 azioni proprie per un controvalore complessivo di 2.400 milioni, sono state cancellate 34.106.871 azioni proprie per un controvalore complessivo di 400 milioni e sono state assegnate a titolo gratuito ai dirigenti del Gruppo Eni 1.183.552 azioni proprie per un controvalore complessivo di 21 milioni, a seguito della conclusione del periodo di *vesting* come previsto dal "Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019".

– "Riserva per acquisto azioni proprie".

La riserva azioni proprie in portafoglio di 2.937 milioni (958 milioni al 31 dicembre 2021) è a fronte del valore di iscrizione di 226.097.834 azioni ordinarie, acquistate fino al 31 dicembre 2022 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 complessivi 9.629 mln, concernono: riserve di rivalutazione, riserva adeguamento patrimonio netto ai sensi della legge 9 agosto 1993, n. 292, di conversione, con modificazioni, del d.l. 21 giugno 1993, n. 198, e riserva conferimenti¹⁸.

– "Altre riserve di utili disponibili"

Le altre riserve di utili disponibili, di 26.631 mln, riguardano, prevalentemente, la "riserva disponibile", di 25.489 mln, aumentata di 3.021 mln rispetto al 2021 per l'effetto combinato, da

¹⁷ 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..

¹⁸ Leggi n. 730 del 1983, n. 749 del 1985 e n. 41 del 1986.

un lato, dell'attribuzione dell'utile 2021 (in esecuzione della delibera dell'Assemblea ordinaria dell'11 maggio 2022) e, dall'altro, principalmente, per la distribuzione agli azionisti della prima *tranche* del dividendo dell'esercizio 2022, nonché dell'imputazione a specifica riserva indisponibile a fronte degli acquisti delle azioni proprie.

Il patrimonio netto di Eni risulta pari a 52.520 mln, in aumento del 2,9 per cento rispetto al 2021 (esercizio in cui era pari a 51.039 mln).

La tabella che segue mostra il dettaglio della variazione del patrimonio netto rispetto al valore dello stesso al 31 dicembre 2021, ponendo a raffronto le ragioni di incremento e di decremento dello stesso.

Tabella 30 - Variazione del patrimonio netto

<i>(milioni di euro)</i>		
Patrimonio netto al 31 dicembre 2021		51.039
<i>Incremento per:</i>		
Utile netto	5.403	
Variazione <i>fair value</i> strumenti finanziari derivati <i>cash flow hedge</i> al netto dell'effetto fiscale	1.551	
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	24	
Piano incentivazione a lungo termine	18	
Variazione <i>fair value</i> partecipazioni valutate al <i>fair value</i> con effetti ad OCI	3	
Altri incrementi	42	
		7.041
<i>Decremento per:</i>		
Acquisto azioni proprie	(2.400)	
Acconto sul dividendo 2022	(1.500)	
Distribuzione saldo dividendo 2021	(1.522)	
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(138)	
		(5.560)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2022		52.520

Fonte: Eni

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

Tabella 31 - Strumenti finanziari derivati e *hedge accounting*

(milioni di euro)

	31.12.2022		31.12.2021	
	<i>Fair value</i> attivo	<i>Fair value</i> passivo	<i>Fair value</i> attivo	<i>Fair value</i> passivo
Contratti derivati non di copertura				
<i>Contratti su valute</i>				
- Currency swap	112	136	127	40
- Outright	28	22	17	14
- Interest currency swap	134	144	37	32
	274	302	181	86
<i>Contratti su interessi</i>				
- Interest rate swap	117	96	53	53
	117	96	53	53
<i>Contratti su merci</i>				
- Over the counter	13.854	13.155	13.879	15.787
- Future	9	6	5	3
- Opzioni vendute	2			
- Opzioni acquistate		2		
- Altri		80		55
	13.865	13.243	13.884	15.845
Totale contratti derivati non di copertura	14.256	13.641	14.118	15.984
Contratti derivati <i>cash flow hedge</i>				
- <i>Over the counter</i>	1.093	770	391	1.102
	1.093	770	391	1.102
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili				
Totale contratti derivati	15.349	14.411	14.509	17.086
Di cui:				
- correnti	12.768	12.489	12.603	15.220
- non correnti	2.581	1.922	1.906	1.866

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 2022 riportati nell'elaborato contabile predisposto dalla Società, posti a raffronto con l'esercizio 2021.

Tabella 32 - Conto economico - Eni S.p.A.

	2022	2021	Var. ass.
RICAVI			
Ricavi della gestione caratteristica	74.679.263.858	38.248.492.636	36.430.771.222
Altri ricavi e proventi	542.316.053	474.123.441	68.192.612
Totale ricavi	75.221.579.911	38.722.616.077	36.498.963.834
COSTI OPERATIVI			0
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	66.135.498.100	33.127.031.035	33.008.467.065
Svalutazioni (riprese di valore nette) di crediti commerciali e altri crediti	80.541.639	76.931.805	3.609.834
Costo lavoro	1.231.536.859	1.285.933.456	-54.396.597
Altri oneri (proventi) operativi	6.325.038.931	2.278.104.747	4.046.934.184
Ammortamenti	824.585.676	930.295.323	-105.709.647
Svalutazioni (riprese di valore nette) di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo di beni in <i>leasing</i>	334.240.777	454.695.559	-120.454.782
Radiazioni	65.136.554	949.128	64.187.426
Totale costi operativi	74.996.578.536	38.153.941.053	36.842.637.483
UTILE (PERDITA) OPERATIVO	225.001.375	568.675.024	-343.673.649
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI			0
Proventi finanziari	3.323.708.539	2.049.356.799	1.274.351.740
Oneri finanziari	3.730.365.125	2.065.954.646	1.664.410.479
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al <i>trading</i>	(43.548.508)	11.142.441	-54.690.949
Strumenti finanziari derivati	233.799.080	(201.390.025)	435.189.105
Totale proventi (oneri) finanziari	(216.406.014)	(206.845.431)	-9.560.583
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	3.770.780.756	6.917.670.692	-3.146.889.936
UTILE ANTE IMPOSTE - Continuing operations	3.779.376.117	7.279.500.285	-3.500.124.168
Imposte sul reddito	1.623.642.721	395.094.386	1.228.548.335
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO	5.403.018.838	7.674.594.671	-2.271.575.833

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Nel 2022 l'utile netto di 5.403 mln è diminuito di 2.272 mln rispetto al 2021.

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 2022 i ricavi della gestione caratteristica (ossia i ricavi delle vendite e delle prestazioni) si sostanziano in 74.679 mln e sono aumentati di 36.431 mln rispetto al 2021 (in cui erano di 38.248 mln).

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

Tabella 33 - Ricavi della gestione caratteristica

	<i>(milioni di euro)</i>	
	2022	2020
Gas naturale e GPL	34.364	15.339
Prodotti petroliferi	22.159	13.674
Energia elettrica e <i>utility</i>	9.499	3.883
GNL	5.509	3.196
Greggi	1.399	731
Gestione sviluppo sistemi informatici	115	109
Vettoriamiento gas su tratte estere	53	46
Altre vendite e prestazioni	1.575	1.280
Totale	74.673	38.258
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	6	(9)
Totale	74.679	38.248

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 vettoriamiento 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 si riferiscono alle 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.

In ordine all'andamento dei ricavi delle diverse linee operative, i ricavi *Exploration & Production* (2.743 mln) aumentano di 545 mln, pari al 24,8 per cento, a seguito essenzialmente dell'aumento dei prezzi di vendita del greggio e del gas, parzialmente assorbito dagli effetti economici delle operazioni di copertura effettuate. I ricavi *Global Gas & LNG Portfolio* (39.812 milioni) si incrementano di 21.438 milioni a seguito, principalmente, dello scenario energetico legato ai prezzi del gas; tale effetto è stato parzialmente compensato dal decremento dei volumi di gas commercializzati principalmente in Italia. I ricavi *Refining & Marketing* (25.335 milioni) si incrementano di 9.830 milioni, pari al 63,4 per cento, a seguito essenzialmente dell'aumento dei prezzi dei prodotti petroliferi, trainati dalla ripresa dei consumi. I ricavi *Power & Renewables* (9.803 milioni) si incrementano di 5.714 milioni a seguito dello scenario prezzi in forte crescita. I ricavi della *Corporate* (1.507 milioni) sono sostanzialmente in linea con l'esercizio 2021, in cui erano pari a 976 milioni.

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi, pari a 542 mln (474 mln nel 2021) aumentano di 68 mln.

COSTI OPERATIVI

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

La posta, di 66.135 mln, è aumentata, nell'esercizio in esame, di 33.008 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 1.231 mln nel 2022, ha registrato un lieve decremento rispetto al 2021 (-4,2 per cento), come spiegato nel terzo capitolo.

Altri oneri operativi

Gli altri oneri operativi netti, che si sostanziano in 6.325 mln (2.278 mln nel 2021), 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 svalutazioni

La somma di ammortamenti e svalutazioni nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo di beni in *leasing*, ammontante a 1.159 mln, è diminuita di 226 mln. Le svalutazioni hanno riguardato gli investimenti di periodo di *compliance* e *stay in business* relativi a CGU del settore raffinazione, svalutate in precedenti esercizi e delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (280 milioni); il tasso di attualizzazione *post-tax* e *pre-tax* relativo alle raffinerie Italia è del 6,4 per cento.

Proventi (oneri) finanziari

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

Tabella 34 - Proventi e oneri finanziari

	<i>(milioni di euro)</i>	
	2022	2021
Proventi (oneri) finanziari:		
Proventi finanziari	3.324	2.049
Oneri finanziari	(3.730)	(2.066)
Proventi (oneri) su attività finanziarie destinate al <i>trading</i>	(44)	11
Totale	(450)	(6)
Strumenti finanziari derivati	234	(201)
Totale	(216)	(207)

Fonte: Eni

Il saldo negativo di 216 mln comprende i proventi netti su strumenti finanziari derivati su valute e su tassi di interesse per 234 mln (-201 mln nel 2021) 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, che ammontano nel 2022 a 3.771 mln, diminuiscono di 3.147 mln a seguito essenzialmente del decremento dei dividendi distribuiti da società controllate. In miglioramento risulta la voce "plusvalenze nette da vendite", che passa da 21 a 214 mln, mentre la voce "plusvalenza su conferimenti", non presente nel 2021, ammonta, nel 2022, a oltre 2 miliardi.

Tabella 35 - Proventi netti su partecipazioni*(milioni di euro)*

	2022	2021
Dividendi	2.336	6.006
Plusvalenze nette da vendite	214	21
Plusvalenza su conferimenti	2.006	
Altri proventi	1.238	2.281
Totale proventi	5.794	8.308
Svalutazioni e altri oneri	(2.023)	(1.390)
Totale	3.771	6.918

Fonte: Eni

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

Tabella 36 - Dettaglio proventi su partecipazioni*(milioni di euro)*

	2022	2021
Dividendi		
Eni International BV	1.722	5.225
Azule Energy Angola S.p.A. (ex Eni Angola S.p.A.)	300	
Eni Mediterranea Idrocarburi S.p.A.	59	
Eni Insurance DAC	58	57
Ecofuel S.p.A.	54	24
EniPower S.p.A.	49	164
Ieoc S.p.A.	48	
Eni Finance International SA	15	11
Eni Fuel S.p.A.	11	4
Floaters S.p.A.	10	
Eni International Resources Ltd	3	9
Società Oleodotti Meridionali - SOM S.p.A.	3	8
Norpipe Terminal Holdco Ltd	2	5
Transmed S.p.A.	2	4
Eni Plenitude S.p.A. Società Benefit		185
Eni Global Energy Markets S.p.A.		145
Trans Tunisian Pipeline Company S.p.A.		70
Eni Trade & Biofuels S.p.A.		56
Raffineria di Gela S.p.A.		19
Transmediterranean Pipeline Co Ltd		18
LNG Shipping S.p.A.		2
	2.336	6.006
Plusvalenze nette da vendite		
Enipower S.p.A.	214	
Unión Fenosa Gas SA		21
	214	21
Plusvalenze su conferimenti		

Azule Energy Angola S.p.A. (ex Eni Angola S.p.A.)	2.006	
	2.006	
Altri proventi		
Ripresa di valore Eni Investments Plc	551	910
Ripresa di valore Eni Mediterranea Idrocarburi S.p.A.	359	53
Ripresa di valore Eni Petroleum Co Inc	287	747
Ripresa di valore Eni España Comercializadora de Gas SA	31	
Ripresa di valore LNG Shipping S.p.A.	7	
Ripresa di valore Floaters S.p.A.	2	10
Ripresa di valore Eni Angola S.p.A.		355
Ripresa di valore Unión Fenosa Gas SA		200
Utilizzo Fondo copertura perdite Eni Mediterranea Idrocarburi S.p.A.		6
Altri proventi	1	
	1.238	2.281
Totale proventi	5.794	8.308

Fonte: Eni

Tabella 37 - Dettaglio svalutazioni e altri oneri

(milioni di euro)

	2022	2021
Svalutazioni		
Eni Rewind S.p.A.	890	
Versalis S.p.A.	379	454
Raffineria di Gela S.p.A.	331	34
Saipem S.p.A.	320	510
Export LNG Ltd	45	
Ieoc S.p.A.	14	
Agenzia Giornalistica Italia S.p.A.	13	
EniProgetti S.p.A.	11	21
Eni Mozambico S.p.A.	11	15
Società Petrolifera Italiana S.p.A.	3	1
Eni Timor Leste S.p.A.	2	1
EniServizi S.p.A.	1	3
Eni España Comercializadora de Gas SAU		95
LNG Shipping S.p.A.		29
Servizi Aerei S.p.A.		1
Altre minori	2	1
Totale	2.022	1.165
Altri oneri		
Perdite su partecipazione Eni Rewind S.p.A.		209
Perdite su partecipazione EniProgetti S.p.A.		9
Perdite su partecipazione Raffineria di Gela S.p.A.		4
Perdite su partecipazione Eni Mediterranea Idrocarburi S.p.A.		
Altri oneri	1	3
	1	225
Totale oneri	2.023	1.390

Fonte: Eni

Imposte

Di seguito si fornisce il dettaglio delle imposte.

Tabella 38 - Imposte sul reddito

(milioni di euro)

	2022	2021
IRES	303	(1)
IRAP	(26)	(19)
Addizionale Legge n. 7/09	97	(97)
Contributo solidaristico delle imprese del settore energetico	(1.250)	0
Totale imposte correnti	(876)	(117)
Imposte differite	1	4
Imposte anticipate	2.513	473
Totale imposte differite e anticipate	2.514	477
Totale imposte estere	(11)	(6)
Totale imposte sul reddito di Eni S.p.A.	1.627	354
Imposte correnti relative alla <i>joint operation</i>		(2)
Imposte anticipate (differite) relative alla <i>joint operation</i>	(4)	43
Totale imposte sul reddito <i>joint operation</i>	(4)	41
Totale	1.623	395

Fonte: Eni

Le imposte, positive per 1.623 mln, aumentano nel 2022 di 1.228 mln in conseguenza, essenzialmente, della ripresa di valore delle attività per imposte anticipate effettuata a seguito dell'analisi della loro recuperabilità in funzione degli imponibili futuri attesi. La differenza del 67,23 per cento tra il *tax rate* effettivo (-42,94 per cento) e teorico (24,29 per cento) è dovuta essenzialmente: (i) alla valutazione delle imposte anticipate Ires e Irap; (ii) alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio; (iii) alle valutazioni nette su partecipazioni. Tali effetti sono parzialmente compensati dalla rilevazione dei contributi di solidarietà a carico delle imprese del settore energetico (1.250 mln), previsto dalla l. n. 51 del 20 maggio 2022 ("Decreto Ucraina"), nonché lo stanziamento del contributo solidaristico istituito dalla legge n. 197 del 29 dicembre 2022 (legge finanziaria 2023) sulla base del reddito imponibile del 2022 al lordo della distribuzione di riserve di rivalutazione.

UTILE DELL'ESERCIZIO

L'utile netto di Eni S.p.A. (5.403 milioni) si riduce di 2.272 milioni rispetto all'esercizio precedente per effetto essenzialmente: (i) della riduzione dei proventi netti su partecipazioni (3.147 milioni) a seguito principalmente dei minori dividendi distribuiti dalle partecipate; (ii) della flessione del risultato operativo (344 milioni), riferibile essenzialmente alla linea di

business E&P (1.721 milioni), parzialmente compensato dal miglioramento della linea di *business* R&M (863 milioni) e della linea di *business Global Gas & LNG Portfolio* (592 milioni). La ripresa di valore delle attività per imposte anticipate in previsione della loro recuperabilità compensa i suddetti effetti e l'incremento delle imposte correnti.

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 2022 posto a confronto con l'esercizio precedente.

Tabella 39 - Rendiconto finanziario - Eni S.p.A.

	(dati in milioni)		
	2022	2021	Var. ass.
Utile netto dell'esercizio	5.403	7.675	(2.272)
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:			0
Ammortamenti	825	930	(105)
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in <i>leasing</i>	334	455	(121)
Radiazioni	65	1	64
Svalutazioni (rivalutazioni) partecipazioni	785	(894)	1.679
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(2.226)	(23)	(2.203)
Dividendi	(2.336)	(6.006)	3.670
Interessi attivi	(203)	(176)	(27)
Interessi passivi	577	520	57
Imposte sul reddito	(1.623)	(395)	(1.228)
Altre variazioni	247	(63)	310
Flusso di cassa del capitale di esercizio	(697)	(401)	(296)
- rimanenze	(1.902)	(1.602)	(300)
- crediti commerciali	(1.597)	(6.097)	4.500
- debiti commerciali	2.950	5.283	(2.333)
- fondi per rischi e oneri	769	(170)	939
- altre attività e passività	(917)	2.185	(3.102)
Variazione fondo benefici per i dipendenti	1	63	(62)
Dividendi incassati	5.515	2.893	2.622
Interessi incassati	209	179	30
Interessi pagati	(558)	(517)	(41)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti di imposta rimborsati	(500)	33	(533)
Flusso di cassa netto da attività operativa	5.818	4.274	1.544
- di cui flusso di cassa netto da attività operativa verso parti correlate	4.737	3.330	1.407
Flusso di cassa degli investimenti	(5.570)	(9.361)	3.791
- attività materiali	(751)	(848)	97
- attività immateriali	(32)	(188)	156
- partecipazioni	(3.457)	(8.145)	4.688

- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(1.406)	(293)	(1.113)
- rami d'azienda	(4)		(4)
- variazione debiti netti relativi all'attività di investimento	80	113	(33)
Flusso di cassa dei disinvestimenti	3.295	2.063	1.232
- attività materiali	166	5	161
- attività immateriali	9	0	9
- partecipazioni	791	479	312
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	2.329	1.579	750
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(1.440)	(110)	(1.330)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(3.715)	(7.408)	3.693
- di cui flusso verso parti correlate	1.585	1.828	(243)
Assunzione (rimborsi) di debiti finanziari non correnti	(3.437)	955	(4.392)
Rimborso di passività per beni in <i>leasing</i>	(390)	(374)	(16)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	8.287	1.933	6.354
Dividendi pagati	(3.009)	(2.358)	(651)
Acquisto azioni proprie	(2.400)	(400)	(2.000)
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue		1.985	(1.985)
Pagamenti di cedole relative ad obbligazioni subordinate perpetue	(138)	(61)	(77)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(1.087)	1.680	(2.767)
- di cui verso parti correlate	6.258	802	5.456
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(18)	(27)	9
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	998	(1.481)	2.479
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	6.630	8.111	(1.481)
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	7.628	6.630	998

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 2022, un incremento di 998 milioni delle disponibilità liquide, che si portano da 6.630 milioni di inizio periodo a 7.628 milioni di fine periodo. Tale variazione è attribuibile, da una parte, all'incremento del flusso finanziario dell'attività operativa per 1.544 milioni, derivante, per gran parte, dalla rivalutazione delle partecipazioni (+1.679 milioni) e dai maggiori dividendi incassati (+3.670 milioni), dall'altra, al maggior flusso di cassa netto da attività di investimento, aumentato di 3.693 milioni, prevalentemente a causa dei maggiori investimenti in partecipazioni (+4.688 milioni), solo parzialmente compensati dall'incremento dei disinvestimenti (+1.232 milioni).

8. IL BILANCIO CONSOLIDATO DEL GRUPPO ENI

8.1 Sintesi dei risultati del Gruppo nell'esercizio 2022

Nel corso del 2022, come già detto, il prezzo del petrolio ha registrato un andamento estremamente volatile, considerato il numero di giorni mercato caratterizzati da movimenti del prezzo superiori ai 5 \$/bbl. Nei giorni successivi all'invasione dell'Ucraina da parte della Federazione Russa, il prezzo del petrolio Brent, greggio di riferimento per il mercato, registra un'impennata fino quasi a quota 140 \$/bbl, per poi assestarsi nei mesi successivi su valori più contenuti grazie al dissiparsi dei timori degli operatori su possibili interruzioni nel flusso degli idrocarburi liquidi dalla Russia verso i mercati internazionali. La Russia, con una produzione di oltre 10 milioni di barili/giorno, è il terzo produttore mondiale dopo Usa ed Arabia Saudita e copre circa il 14 per cento dell'offerta globale di greggio.

Oltre all'incertezza associata al rischio geopolitico, nel corso del primo semestre 2022 i prezzi del petrolio sono stati sostenuti dal positivo andamento dell'economia globale, dovuta alla riapertura post-pandemica dell'economia nei Paesi occidentali e alla ripresa della domanda di carburanti in tutti i settori finali di utilizzo, compreso il settore delle linee aeree che era rimasto penalizzato durante tutto il corso del 2021.

La *performance* operativa ha conseguito risultati molto positivi con il seguente contributo per settore:

- *Exploration & Production* ha conseguito un incremento di utile operativo *adjusted* di oltre il 70 per cento, attestandosi a 16,4 miliardi, grazie all'elevato grado di leva operativa rispetto allo scenario delle materie prime;
- *Global Gas & LNG Portfolio* ha realizzato una *performance* operativa di 2,1 miliardi, provvedendo alla sostituzione di gas russo con gas *equity* o da paesi ove il Gruppo opera ed assicurando la continua ottimizzazione del portafoglio gas e GNL;
- *Refining & Marketing* ha ottenuto il suo migliore risultato in assoluto con l'utile operativo *adjusted* di 2,2 miliardi, rispetto a un risultato in pareggio 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 & Power* ha raggiunto gli obiettivi operativi e finanziari del 2022 con un risultato di 0,34 miliardi e una capacità rinnovabile di 2,2 GW, nonostante lo sfidante scenario di mercato;
- *Versalis* ha operato in un contesto fortemente competitivo e con una domanda di mercato debole, con l'ulteriore aggravio dei costi energetici indicizzati al prezzo del gas, chiudendo l'esercizio con una perdita di 0,25 miliardi.

Il flusso di cassa netto da attività operativa dell'esercizio 2022 è stato di 17.460 milioni, con un incremento di 4.599 milioni rispetto al 2021 (+36 per cento), sostenuto dal miglioramento dello scenario *upstream* e dal significativo contributo del *business* R&M.

L'indebitamento finanziario netto, al 31 dicembre 2022, è pari a 11.977 milioni, in riduzione di 2.347 milioni rispetto al 2021. I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a 26.917 milioni, di cui 7.543 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 3.097 milioni) e 19.374 milioni a lungo termine. La riduzione dei crediti finanziari non strumentali all'attività operativa è connessa all'operatività in derivati su *commodity*. L'ammontare di 1.266 milioni è relativo ai depositi vincolati a garanzia di operazioni su contratti derivati riferiti essenzialmente al settore *Global Gas & LNG Portfolio*. Escludendo l'effetto della *lease liability* – IFRS 16, l'indebitamento finanziario netto si ridetermina in 7.026 milioni, in riduzione di 1.961 milioni rispetto al 2021.

Il *leverage* – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto, comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,13 al 31 dicembre 2022, di cui circa 1 punto riferibile alla quota di passività di competenza dei *partner* delle *unincorporated joint venture* operate da Eni. Includendo l'impatto dell'applicazione dell'IFRS 16, il *leverage* si ridetermina in 0,22.

In particolare, sotto il profilo operativo, nell'esercizio 2022, la produzione di idrocarburi è stata di 1,610 mln di boe/giorno, in diminuzione del 4,3 per cento rispetto al 2021; le riserve certe di idrocarburi a fine anno si attestano a 6.614 mln di boe (6.628 mln di boe nel 2021), con un tasso di rimpiazzo organico del 47 per cento (55 per cento nel 2021).

8.2 Contenuto e forma del bilancio consolidato nel 2021

Il bilancio consolidato dell'esercizio 2022 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 2022", 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 16 marzo 2023, 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 revisione¹⁹ e dal parere del Collegio sindacale.

8.3 Lo stato patrimoniale consolidato

8.3.1 L'attivo dello stato patrimoniale

La tabella che segue espone i dati relativi all'attivo dello stato patrimoniale dell'esercizio 2022, posti a confronto con quelli del 2021 e le relative variazioni assolute.

¹⁹ In particolare, la Società di revisione, in data 5 aprile 2023, ha affermato che "il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo al 31 dicembre 2022, 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 del 2005".

Tabella 40 - Stato patrimoniale consolidato - attivo

(milioni di euro)

	31.12.2022	31.12.2021	Var. ass.
ATTIVITA'			
Attività correnti			
Disponibilità liquide ed equivalenti	10.155	8.254	1.901
Attività finanziarie destinate al <i>trading</i>	8.251	6.301	1.950
Altre attività finanziarie	1.504	4.308	-2.804
Crediti commerciali e altri crediti	20.840	18.850	1.990
Rimanenze	7.709	6.072	1.637
Attività per imposte sul reddito	317	195	122
Altre attività correnti	12.821	13.634	-813
Totale attività correnti	61.597	57.614	3.983
Attività non correnti			0
Immobili, impianti e macchinari	56.332	56.299	33
Diritto di utilizzo beni in <i>leasing</i>	4.446	4.821	-375
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	1.786	1.053	733
Attività immateriali	5.525	4.799	726
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	12.092	5.887	6.205
Altre partecipazioni	1.202	1.294	-92
Altre attività finanziarie	1.967	1.885	82
Attività per imposte anticipate	4.569	2.713	1.856
Attività per imposte sul reddito	114	108	6
Altre attività non correnti	2.236	1.029	1.207
Totale attività non correnti	90.269	79.888	10.381
Attività destinate alla vendita	264	263	1
TOTALE ATTIVITA'	152.130	137.765	14.365

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 poste attive dello stato patrimoniale.

ATTIVITÀ CORRENTI

Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti (10.155 mln) sono costituite, principalmente, da depositi in euro ed in moneta estera e risultano aumentate di 1.901 mln.

Attività finanziarie destinate al trading

Le attività finanziarie destinate al *trading*, pari a 8.251 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 1.090 mln (1.398 mln al 31 dicembre 2021).

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 2022 gli oneri netti sulle attività finanziarie destinate al *trading* ammontano a 55 mln.

Crediti commerciali ed altri crediti

Nel 2022 ammontano a 20.840 mln e ricomprendono "crediti commerciali" (crediti per forniture di idrocarburi) per 16.556 mln (15.524 mln nel 2021); "crediti per attività di disinvestimento" per 301 mln (8 mln nel 2021); "Crediti verso *partner* per attività di esplorazione e produzione" per 1.645 mln (1.888 mln nel 2021) e "crediti verso altri" per 2.338 mln (1.430 mln nel 2021).

L'incremento dei crediti commerciali di 1.032 mln è riferito ai settori *Refining & Marketing* e Chimica per 408 milioni, *Plenitude & Power* per 313 milioni e *Global Gas & LNG Portfolio* per 350 milioni e risente dell'aumento dei prezzi delle *commodity* energetiche, che hanno fatto aumentare il valore nominale dei crediti.

Al 31 dicembre 2022 sono state poste in essere operazioni di cessione *pro-soluto* di crediti essenzialmente commerciali con scadenza 2023, dal valore nominale di 2.212 milioni (2.059 milioni nell'esercizio 2021 con scadenza 2022). Le cessioni 2022 hanno riguardato crediti relativi al settore *Global Gas & LNG Portfolio* per 970 milioni, al settore *Refining & Marketing* e Chimica per 928 milioni e al settore *Plenitude & Power* per 314 milioni.

ATTIVITÀ NON CORRENTI

Immobili, impianti e macchinari

Si espone di seguito il dettaglio di tale voce e delle corrispondenti variazioni intervenute negli esercizi 2021 e 2022.

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

2022	Terreni e fabbricati	Pozzi, impianti e macchinari E&P	Altre attività materiali	Attività esplorativa e di appraisal	Immobilizzazioni in corso E&P	Altre immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Valore iniziale netto	1.071	42.342	3.850	1.244	6.545	1.247	56.299
Investimenti	22	132	456	655	5.471	964	7.700
Capitalizzazione ammortamenti				11	179		190
Ammortamenti*	(51)	(5.467)	(554)				(6.072)
Riprese di valore	3	40	191		141	38	413
Svalutazioni	(21)	(313)	(485)		(149)	(414)	(1.382)
Radiazioni	(1)		(2)	(365)	(218)		(586)
Differenze di cambio da conversione	2	2.422	55	74	364	9	2.926
Rilevazione iniziale e variazione stima		(173)	2	(7)	98		(80)
Variaz. dell'area di consolidamento -	9	650	695			118	1.472
Variaz. dell'area di consolidamento -	(1)	(3.687)	(6)	(119)	(546)		(4.359)
Trasferimenti	41	4.403	425	(149)	(4.254)	(466)	
Altre variazioni	14	143	(347)	1	(4)	4	(189)
Valore finale netto	1.088	40.492	4.280	1.345	7.627	1.500	56.332
Valore finale lordo	4.255	143.433	31.327	1.345	11.787	3.665	195.812
Fondo ammortamento e svalutazione	3.167	102.941	27.047		4.160	2.165	139.480
2021							
Valore iniziale netto	1.128	39.648	3.299	1.341	7.118	1.409	53.943
Investimenti	18	8	277	380	3.413	854	4.950
Capitalizzazione ammortamenti				28	90		118
Ammortamenti*	(49)	(5.421)	(496)				(5.966)
Riprese di valore		1.080	118		337		1.535
Svalutazioni	(101)	(90)	(768)		(85)	(582)	(1.626)
Radiazioni	(1)		(2)	(331)	(18)		(352)
Differenze di cambio da conversione	2	2.956	66	106	546	12	3.688
Rilevazione iniziale e variazione stima		200		(9)	4		195
Variazione dell'area di consolidamento	22		1.001	(199)	(1.119)	43	(252)
Trasferimenti	50	3.841	409	(44)	(3.797)	(459)	
Altre variazioni	2	120	(54)	(28)	56	(30)	66
Valore finale netto	1.071	42.342	3.850	1.244	6.545	1.247	56.299
Valore finale lordo	4.175	149.117	30.618	1.244	10.485	3.107	198.746
Fondo ammortamento e svalutazione	3.104	106.775	26.768		3.940	1.860	142.447

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

Fonte: Eni

Il valore finale netto della voce “Immobili, impianti e macchinari” nel 2022 è di 56.332 mln (56.299 mln al 31 dicembre 2021) e riguarda essenzialmente pozzi, impianti e macchinari E&P per 40.492 mln (42.342 mln nel 2021) e immobilizzazioni in corso E&P per 7.627 mln (6.545 mln nel 2021).

Gli investimenti sono riferiti al settore *Exploration & Production* per 6.295 mln (3.843 mln nel 2021).

Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

Le predette partecipazioni, ammontanti, al 31 dicembre 2022, a 12.092 mln, vengono espone di seguito, raffrontandole con quelle al 31 dicembre 2021.

Tabella 42 - Partecipazioni (metodo del patrimonio netto)

(milioni di euro)

	2022				2021			
	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in joint venture	Partecipazioni in imprese collegate	Totale	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in joint venture	Partecipazioni in imprese collegate	Totale
Valore iniziale	44	2.057	3.786	5.887	80	2.832	3.837	6.749
Acquisizioni e sottoscrizioni	21	900	686	1.607	1	558	103	662
Cessioni e rimborsi	(2)	(1)	(477)	(480)	(21)	(231)	(133)	(385)
Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	5	474	1.684	2.163	6	31	165	202
Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	(6)	(197)	(82)	(285)	(3)	(910)	(381)	(1.294)
Decremento per dividendi	(3)	(483)	(708)	(1.194)	(25)	(586)	(16)	(627)
Variazione dell'area di consolidamento	5	(710)	(1.122)	(1.827)	5	355		360
Differenze di cambio da conversione	2	(231)	230	1	2	83	296	381
Altre variazioni	(16)	5.256	980	6.220	(1)	(75)	(85)	(161)
Valore finale	50	7.065	4.977	12.092	44	2.057	3.786	5.887

Fonte: Eni

Il valore delle partecipazioni è aumentato nel 2022 di 6.205 mln.

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano: (i) per 624 milioni il versamento in conto aumento di capitale di Saipem S.p.A.; (ii) per 306 milioni l'accordo di *partnership* per l'acquisto di una quota azionaria del 25 per cento nella Qatar Liquefied Gas Company Limited, che partecipa con una quota del 12,5 per cento nel progetto North Field East (NFE) assicurando ad Eni una quota del 3,125 per cento nel progetto, che prevede lo sviluppo delle riserve di gas naturale del Paese mediante costruzione di impianto di liquefazione su più treni della capacità combinata di 32 milioni di tonnellate/anno (MTPA); (iii) per 161 milioni l'acquisizione da Equinor e SSE Renewables del 20 per cento delle partecipazioni Doggerbank Offshore Wind Farm Project 3 Holdco Ltd, che sta sviluppando l'omonimo progetto eolico *offshore* nel Mare del Nord britannico. Nel corso del 2022 la Società è stata conferita alla *joint venture* norvegese Vårgrønn

AS (Eni 65 per cento).

Le cessioni e rimborsi riguardano: (i) il rimborso di capitale di Angola LNG Ltd per 375 milioni; (ii) la cessione di una quota del 6 per cento di Vår Energi ASA per 91 milioni, a seguito della quotazione attraverso una IPO presso la borsa di Oslo e alle successive vendite effettuate sul mercato. Le plusvalenze da valutazione al patrimonio netto sono riferite essenzialmente a: (i) Vår Energi ASA per 691 milioni; (ii) Azule Energy Holdings Ltd per 455 milioni; (iii) Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER) per 359 milioni; (iv) Angola LNG Ltd di 290 milioni; (v) ADNOC Global Trading Ltd per 170 milioni; (vi) Coral FLNG SA per 140 milioni.

Le minusvalenze da valutazione al patrimonio netto sono riferite a: (i) Saipem S.p.A. per 82 milioni; (ii) Mozambique Rovuma Venture S.p.A. per 72 milioni; (iii) Novamont S.p.A. per 53 milioni.

Il decremento per dividendi è riferito per 475 milioni alla Azule Energy Holdings Ltd, per 469 milioni alla Vår Energi ASA, per 142 milioni alla Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER) e per 54 milioni alla ADNOC Global Trading Ltd.

Attività per imposte anticipate

La posta ammonta a 4.569 mln (2.713 mln al 31 dicembre 2021), al netto delle passività per imposte differite compensabili di 4.221 mln (5.833 mln al 31 dicembre 2021).

8.3.2 Il passivo dello stato patrimoniale

La tabella che segue espone i dati relativi al passivo dello stato patrimoniale dell'esercizio 2022, messo a confronto con l'esercizio 2021 e le relative variazioni percentuali.

Tabella 43 - Stato patrimoniale consolidato - passivo

(milioni di euro)

	31.12.2022	31.12.2021	Var. %
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO			
Passività correnti			
Passività finanziarie a breve termine	4.446	2.299	93,39
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.097	1.781	73,89
Quote a breve di passività per beni in <i>leasing</i> a lungo termine	884	948	-6,75
Debiti commerciali e altri debiti	25.709	21.720	18,37
Passività per imposte sul reddito	2.108	648	225,31
Altre passività correnti	12.473	15.756	-20,84
Totale	48.717	43.152	12,90
Passività non correnti			
Passività finanziarie a lungo termine	19.374	23.714	-18,30
Passività per beni in <i>leasing</i> a lungo termine	4.067	4.389	-7,34
Fondi per rischi e oneri	15.267	13.593	12,32
Fondi per benefici ai dipendenti	786	819	-4,03
Passività per imposte differite	5.094	4.835	5,36
Passività per imposte sul reddito	253	374	-32,35
Altre passività non correnti	3.234	2.246	43,99
Totale	48.075	49.970	-3,79
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	108	124	-12,90
TOTALE PASSIVITA'	96.900	93.246	3,92
PATRIMONIO NETTO			
Patrimonio netto di Eni:			
Capitale sociale	4.005	4.005	0,00
Utili relativi a esercizi precedenti	23.455	22.750	3,10
Riserve per differenze cambio da conversione	7.564	6.530	15,83
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	8.785	6.289	39,69
Azioni proprie	(2.937)	(958)	-206,58
Utile (perdita) dell'esercizio	13.887	5.821	138,57
Totale patrimonio netto di Eni	54.759	44.437	23,23
Interessenze di terzi	471	82	474,39
TOTALE PATRIMONIO NETTO	55.230	44.519	24,06
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO	152.130	137.765	10,43

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

PASSIVITÀ CORRENTI

Passività finanziarie a breve termine

L'incremento di 2.147 mln delle passività finanziarie a breve termine è dovuto, come indicato nella tabella seguente, essenzialmente alla aumento delle passività finanziarie con banche

(+3.283 milioni), parzialmente compensato dalla diminuzione sia dei debiti finanziari rappresentati da titoli di credito (-802 mln), sia delle passività a breve verso altri finanziatori (334 mln). In particolare, i debiti finanziari rappresentati da titoli di credito riguardano l'emissione di *commercial paper* da parte delle società finanziarie del Gruppo.

Tabella 44 - Passività finanziarie a breve termine

(milioni di euro)

	31.12.2022	31.12.2021
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	34	836
Banche	3.645	362
Altri finanziatori	767	1.101
Totale	4.446	2.299

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Debiti commerciali e altri debiti

Al 31 dicembre 2022, il totale dei debiti commerciali e altri debiti aumenta rispetto all'esercizio precedente, per 3.989 mln.

Tabella 45 - Debiti commerciali ed altri debiti

(milioni di euro)

	31.12.2022	31.12.2021
Debiti commerciali	19.527	16.795
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	606	552
Debiti verso fornitori per attività di investimento	2.561	1.732
Debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.235	1.188
Debiti verso altri	1.780	1.453
Totale	25.709	21.720

Fonte: Eni

Altre passività correnti

Le altre passività correnti passano da 15.756 mln a 12.473 mln, con un decremento di 3.283 mln. Le passività correnti da contratti con la clientela sono aumentate (+663 mln) e comprendono: (i) acconti e anticipi ricevuti da clienti a fronte di future forniture di gas per 538 milioni (77 milioni al 31 dicembre 2021); (ii) gli anticipi che Eni S.p.A. ha ricevuto dalla Società Oleodotti Meridionali S.p.A. per il potenziamento delle infrastrutture di trasporto del greggio dai giacimenti in Val d'Agri alla raffineria di Taranto per 430 milioni (391 milioni al 31 dicembre 2021); (iii) buoni carburanti elettronici prepagati per 338 milioni (242 milioni al 31 dicembre

2021); (iv) gli anticipi incassati dal cliente Engie S.A. (ex Suez) a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica, di cui la quota a breve termine per 58 milioni (60 milioni al 31 dicembre 2021) e a lungo termine per 275 milioni (333 milioni al 31 dicembre 2021).

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 2021 e 2022.

Tabella 46 - Passività finanziarie non correnti

(milioni di euro)

	31.12.2022				31.12.2021			
	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	3.645	851	1.999	6.495	362	347	4.650	5.359
Obbligazioni ordinarie		2.140	16.372	18.512		913	18.049	18.962
Obbligazioni convertibili						399		399
<i>Sustainability-Linked Bond</i>		2	996	998		2	996	998
Debiti finanz. rappr. da titoli di credito	34			34	836			836
Altri finanziatori	767	104	7	878	1.101	120	19	1.240
Totale	4.446	3.097	19.374	26.917	2.299	1.781	23.714	27.794

Fonte: Eni

Le passività finanziarie a lungo termine passano da 23.714 mln a 19.374 mln, con una diminuzione di 4.340 mln. Al 31 dicembre 2022 le passività finanziarie con banche comprendono per 1.300 mln contratti di finanziamento *sustainability-linked*, che prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo del finanziamento collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità. Eni ha stipulato con la Banca europea per gli investimenti (BEI) 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 2022 e al 31 dicembre 2021 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a 862 milioni e a 899 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate ed ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a 20 miliardi; al 31 dicembre 2022, il

programma risulta utilizzato per 15,8 miliardi. Le obbligazioni ordinarie riguardano il programma di Euro Medium Term Notes per complessivi 14.953 milioni e altri prestiti obbligazionari per complessivi 3.559 milioni. Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a 2.723 milioni. Nel corso del 2022 non sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie.

Fondi per rischi ed oneri

In base ai principi contabili applicabili, gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri (pari a 15.267 mln a fine 2022) 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 2022, posto a confronto con l'anno precedente.

Tabella 47 - Fondi per rischi e oneri

(milioni di euro)

	Fondo abbandono e ripristino siti e social project	Fondo rischi ambientali	Fondo rischi per contenziosi	Fondo per imposte non sul reddito	Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	Fondo copertura perdite di imprese partecipate di imprese partecipate	Fondo mutua assicurazione OIL	Altri fondi	Totale
Valore al 31.12.2021	9.621	2.206	452	211	295	195	93	520	13.593
Accantonamenti	381	1.923	552	54	115	37	4	320	3.386
Rilevazione iniziale e variazione stima	(80)								(80)
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	218	(18)						(1)	199
Utilizzi a fronte oneri	(567)	(364)	(24)	(8)	(95)			(160)	(1.218)
Utilizzi per esuberanza	(5)	(223)	(51)	(2)				(21)	(302)
Differenze cambio da conversione	303	3	16	10		3		9	344
Variazione area di consolidamento	(553)			(66)				1	(618)
Altre variazioni	4	(24)	2	20	12	(46)		(5)	(37)
Valore al 31.12.2022	9.322	3.503	947	219	327	189	97	663	15.267

Fonte: Eni

Il fondo abbandono e ripristino siti e *social project* (pari a 9.322 mln) accoglie: (i) per 7.757 milioni, 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; (ii) per 1.060 milioni, la stima degli oneri per *social project* del settore *Exploration & Production*, riferiti per 664 milioni agli oneri da sostenere a fronte degli impegni assunti tra Eni S.p.A. e la Regione Basilicata in relazione al programma di sviluppo petrolifero nell'area della concessione Val d'Agri; (iii) per 475 milioni, la stima dei costi di abbandono di linee produttive e strutture logistiche ausiliarie della *business Refining & Marketing*.

Nel 2022 gli accantonamenti al fondo abbandono e ripristino siti riguardano la demolizione e la rimozione di linee produttive e strutture logistiche ausiliarie di raffinazione per le quali il *management* ha valutato l'assenza di prospettive economiche nell'attuale scenario dei prodotti raffinati, nonché la non percorribilità di opzioni di riconversione o di riutilizzo in processi di decarbonizzazione, in linea con la strategia Eni di progressivo disimpegno dal settore. La rilevazione iniziale e variazione stima comprende l'effetto dell'attualizzazione degli oneri futuri di *decommissioning* degli impianti *Oil & Gas*, al netto della revisione di stima dei costi e della rilevazione iniziale di nuovi progetti.

La variazione dell'area di consolidamento è riferita principalmente al deconsolidamento delle società angolane conferite alla JV Azule Energy Holdings Ltd per 561 milioni. Gli esborsi connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino, precisa la Società, saranno sostenuti in un arco temporale che copre i prossimi 50 anni, con inizio degli utilizzi essenzialmente oltre i 12 mesi.

Il fondo rischi ambientali accoglie la stima degli oneri relativi a interventi di bonifica ambientale e di ripristino dello stato dei suoli e delle falde delle aree di proprietà o in concessione di siti prevalentemente dismessi, chiusi e smantellati o in fase di ristrutturazione per i quali sussiste, alla data di bilancio, un'obbligazione legale o "*constructive*" di Eni all'esecuzione degli interventi, compresi gli oneri da "*strict liability*", cioè connessi agli obblighi di ripristino di siti contaminati che rispettavano i parametri di legge al tempo in cui si verificarono gli episodi di inquinamento o a causa della responsabilità di terzi operatori ai quali Eni è subentrato nella gestione del sito. Il presupposto per la rilevazione di tali costi ambientali è l'approvazione o la presentazione dei relativi progetti alle competenti amministrazioni, ovvero l'assunzione di un impegno verso le competenti amministrazioni quando supportato da adeguate stime. Nel 2022 è stato rilevato un accantonamento di 1.245 mln relativo alle attività correnti di bonifica delle acque di falda presso i siti industriali dismessi in Italia, stimato sulla base dell'esperienza del *management* e del *know-how* accumulato sulla portata, ampiezza e tempi di realizzazione delle attività e di un quadro regolatorio più certo, che hanno consentito di determinare in modo attendibile i futuri oneri. Alla data di bilancio, la consistenza del fondo è riferita alla Eni Rewind S.p.A. per 2.391 mln e alla linea di *business Refining & Marketing* per 705 mln.

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 *Global Gas & LNG Portfolio* per 371 mln e al settore *Exploration & Production* per 315 mln.

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 194 mln.

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 78 mln 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 - S.p.A. (in liquidazione) per 154 mln.

Il fondo mutua assicurazione Everen (ex OIL) accoglie gli oneri relativi ai premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi 5 anni alla Mutua Assicurazione a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere.

PATRIMONIO NETTO

Interessenze di terzi

Il patrimonio netto complessivo di pertinenza delle Interessenze di terzi al 31 dicembre 2022 è di 471 mln di euro (82 mln al 31 dicembre 2021).

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 48 - Patrimonio netto consolidato di Eni

	<i>(milioni di euro)</i>	
	31.12.2022	31.12.2021
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	23.455	22.750
Riserva per differenze cambio da conversione	7.564	6.530
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale, di cui:	8.785	6.289
-Obbligazioni subordinate perpetue	5.000	5.000
-Riserva legale	959	959
-Riserva per acquisto di azioni proprie	2.937	958
-Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge	(342)	(896)
-Riserva OCI per piani a benefici definiti per i dipendenti	(58)	(117)
-Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto	46	54
-Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value	53	141
-Altre riserve	190	190
Azioni proprie	(2.937)	(958)
Utile (perdita) dell'esercizio	13.887	5.821
Totale	54.759	44.437

Fonte: Eni

Il patrimonio netto consolidato di Eni è aumentato di 10.322 mln per effetto, principalmente, dell'incremento sia dell'utile dell'esercizio (+8.066 mln), sia di quello relativo agli esercizi precedenti (+705 mln), nonché della riserva per differenze cambio da conversione (+1.034 mln) e della riserva OCI per strumenti derivati *cash flow hedge* (+554 mln) e dalle altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale (per complessivi +517 mln).

- Capitale sociale.

Al 31 dicembre 2022, il capitale sociale di Eni S.p.A., interamente versato, ammonta a euro 4.005.358.876 (come al 31 dicembre 2021) ed è rappresentato da n. 3.571.487.977 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (3.605.594.848 azioni ordinarie al 31 dicembre 2021).

- 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 (959 mln) è stato pari a quello massimo richiesto dalla legge.

- Riserva per differenze di cambio.

La riserva per differenze di cambio da conversione (7.564 mln a fine 2022) 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 2.937 mln (958 mln al 31 dicembre 2021) e sono rappresentate

da 226.097.834 azioni ordinarie Eni (65.838.173 azioni ordinarie Eni al 31 dicembre 2021) possedute da Eni S.p.A. Nell'esercizio 2022, sono state acquistate n. 195.550.084 azioni proprie per un controvalore complessivo di 2.400 mln, sono state cancellate n. 34.106.871 azioni proprie per un controvalore complessivo di 400 mln e sono state assegnate a titolo gratuito ai dirigenti Eni n. 1.183.552 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'11 maggio 2022, l'Assemblea ordinaria e straordinaria degli azionisti di Eni S.p.A. ha deliberato, tra l'altro, la distribuzione del dividendo di euro 0,43 per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2021 di euro 0,43 per azione, per un dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2021 di euro 0,86.

Indebitamento finanziario netto e leverage

Il "*leverage*" misura il grado di indebitamento della Società (calcolato, si è 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 2022, in raffronto con quello del 2021.

Tabella 49 - Indebitamento finanziario netto e leverage

(milioni di euro)

	31.12.2022	31.12.2021	Var. ass.
Debiti finanziari ed obbligazionari	26.917	27.794	(877)
- Debiti finanziari a breve termine	7.543	4.080	3.463
- Debiti finanziari a lungo termine	19.374	23.714	(4.340)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(10.155)	(8.254)	(1.901)
Titoli held for trading	(8.251)	(6.301)	(1.950)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(1.485)	(4.252)	2.767
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	7.026	8.987	(1.961)
Passività per beni in leasing	4.951	5.337	(386)
- di cui working interest Eni	4.457	3.653	804
- di cui working interest follower	494	1.684	(1.190)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	11.977	14.324	(2.347)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	55.230	44.519	10.711
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,13	0,20	0,07
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,22	0,32	0,10

Fonte: Eni

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2022 è pari a 11.977 mln, rispetto ai 14.324 mln del 2021. I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a 26.917 mln, di cui 7.543 mln a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 3.097 mln) e 19.374 mln a lungo termine.

Escludendo l'effetto della *lease liability* - IFRS 16, l'indebitamento finanziario netto si ridetermina in 7.026 mln, contro gli 8.987 mln del 2021.

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 assicura di monitorare che ogni attività in derivati classificata come *risk reducing* sia direttamente o indirettamente collegata agli *asset* industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta.

Tabella 50 - Strumenti finanziari derivati e *hedge accounting*

(milioni di euro)

	31.12.2022			31.12.2021		
	<i>Fair value</i> attivo	<i>Fair value</i> passivo	Gerarchia del <i>fair value</i> – Livello	<i>Fair value</i> attivo	<i>Fair value</i> passivo	Gerarchia del <i>fair value</i> – Livello
Contratti derivati non di copertura						
Contratti su valute						
- <i>Currency swap</i>	110	132	2	113	39	2
- <i>Interest currency swap</i>	1	144	2	30	7	2
- <i>Outright</i>	3	12	2	3	11	2
Totale	114	288		146	57	
Contratti su interessi						
- <i>Interest currency swap</i>	137	58	2	13	43	2
Totale	137	58		13	43	
Contratti su merci						
- <i>Over the counter</i>	9.571	8.663	2	12.152	12.060	2
- <i>Future</i>	6.886	5.764	1	7.158	5.498	1
- <i>Opzioni</i>		2	1			
- <i>Altro</i>		80	2	1	55	2
Totale	16.457	14.509		19.311	17.613	
Totale	16.708	14.855		19.470	17.713	
Contratti derivati <i>cash flow hedge</i>						
Contratti su merci						
- <i>Over the counter</i>				7	735	2
- <i>Future</i>	339	192		193	1.672	1
Totale	339	192		200	2.407	
Contratti su interessi						
- <i>Interest rate swap</i>	21		2		3	2
Opzioni						
- <i>Altre opzioni</i>		144	3		62	3
Totale		144			62	
Totale contratti derivati lordi	17.068	15.191		19.670	20.185	
Compensazione	(5.863)	(5.863)		(7.159)	(7.159)	
Totale contratti derivati netti	11.205	9.328		12.511	13.026	
Di cui:						
- <i>correnti</i>	11.076	9.042		12.460	12.911	
- <i>non correnti</i>	129	286		51	115	

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”; differentemente, le

variazioni del *fair value* degli strumenti finanziari derivati non di copertura su *commodity* sono rilevate nella voce di conto economico “Altri proventi (oneri) operativi”²⁰.

8.4 Il conto economico consolidato

I risultati di esercizio del Gruppo sono esposti nella tabella che segue.

Tabella 51 - Conto economico consolidato

	(milioni di euro)		
	2022	2021	Var. ass.
RICAVI			
Ricavi della gestione caratteristica	132.512	76.575	55.937
Altri ricavi e proventi	1.175	1.196	-21
Totale ricavi	133.687	77.771	55.916
COSTI			
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	102.529	55.549	46.980
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(47)	279	(326)
Costo lavoro	3.015	2.888	127
Altri proventi (oneri) operativi	1.736	(903)	2.639
Ammortamenti	7.205	7.063	142
Riprese di valore (svalutazioni) nette	1.140	167	973
Radiazioni	599	387	212
Totale costi operativi	116.177	65.430	50.841
UTILE (PERDITA) OPERATIVO	17.510	12.341	5.169
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI			
Proventi finanziari	8.450	3.723	4.727
Oneri finanziari	9.333	4.216	5.117
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(55)	11	(66)
Strumenti finanziari derivati	13	(306)	319
Totale	(925)	(788)	(137)
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI			
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	1.841	(1.091)	2.932
Altri proventi (oneri) su partecipazioni	3.623	223	3.400
Totale	5.464	(868)	6.332
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	22.049	10.685	11.364
Imposte sul reddito	8.088	4.845	3.243
UTILE/PERDITA DELL'ESERCIZIO	13.961	5.840	8.121
Di competenza:			
- azionisti Eni	13.887	5.821	8.066
- interessenze di terzi	74	19	55
Utile per azione sull'utile dell'esercizio di competenza degli azionisti Eni (ammontari in € per azione)			
- semplice	3,96	1,61	2,35
- diluito	3,95	1,60	2,35

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

²⁰ Per un maggiore dettaglio si rinvia alla relazione Eni ai paragrafi “Altri proventi (oneri) operativi” e “Proventi (oneri) finanziari” della sezione del conto economico.

Come anticipato, nel 2022 il Gruppo Eni ha chiuso il bilancio con un utile netto di 13.961 mln, rispetto ai 5.840 mln del 2021.

I risultati Eni del 2022 sono stati influenzati in maniera significativa dalla ripresa dello scenario dei prezzi delle *commodity* energetiche. Come già anticipato, il 2022 ha segnato uno degli anni più volatili nella storia del prezzo del petrolio, a causa dell’impatto del conflitto russo-ucraino a fine febbraio 2022, che si inserisce in un quadro di fondamentali sostanzialmente bilanciati nel mercato petrolifero dovuti alla ripresa post-pandemica e a tensioni nell’offerta in quello del gas naturale, soprattutto in Europa. Le quotazioni del Brent hanno raggiunto 140 \$/bbl, prossimo ai valori massimi mai registrati. Al primo semestre del 2022, caratterizzato da quotazioni medie pari a 108 \$/bbl, è seguito un terzo trimestre volatile con perdite di circa 40 \$/bbl dal valore di chiusura del primo semestre pari a 125 \$/bbl; il *trend* ribassista è ripreso nel mese di dicembre con una flessione al di sotto degli 80 \$/bbl, erodendo il guadagno registrato nel 2022. Nel 2022 il prezzo del Brent è stato pari in media annua a circa 101 \$/bbl, con un incremento del 40 per cento rispetto alla media 2021 di circa 70 \$/bbl.

I prezzi del gas naturale hanno registrato una volatilità ancora più accentuata di quella del petrolio, soprattutto in Europa a causa della dipendenza dalle forniture via *pipeline* dalla Russia. Nella parte finale del 2022 e inizio 2023, i prezzi del gas, grazie a una stagione invernale particolarmente mite e al rilevante *export* di GNL dagli USA, hanno corretto in maniera sostanziale, chiudendo l’anno su valori pari o inferiori a quelli registrati prima dello scoppio del conflitto. I margini di raffinazione sono stati sostenuti dalla ripresa della domanda di carburanti in tutti i settori, compresa l’aviazione civile e dalla sostanziale carenza di gasolio per effetto principalmente di minori forniture dalla Russia.

L’utile netto *adjusted* di competenza degli azionisti Eni per l’esercizio 2022 è stato di 13.301 mln, in aumento di 9 mlf rispetto all’esercizio 2021, grazie alla forte *performance* operativa di E&P trainata da maggiori prezzi di realizzo, alle azioni di ottimizzazione del settore GGP e al contributo della R&M, che ha beneficiato della disponibilità degli impianti e dell’ottimizzazione dei costi in uno scenario di margini in rialzo. Il risultato ha, inoltre, beneficiato dei maggiori risultati delle società contabilizzate con il metodo del patrimonio netto e di un *tax rate adjusted* in riduzione, escludendo i contributi fiscali *una tantum*.

RICAVI

Ricavi della gestione caratteristica

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

Tabella 52 - Ricavi della gestione caratteristica

(milioni di euro)

	2022	2021	Var. ass.	Var. %
<i>Exploration & Production</i>	31.200	21.742	9.458	43,50
<i>Global Gas & LNG Portfolio</i>	48.586	20.843	27.743	133,10
<i>Refining & Marketing</i> e Chimica	59.178	40.374	18.804	46,57
<i>Plenitude & Power</i>	20.883	11.187	9.696	86,67
Corporate e altre attività	1.879	1.698	181	10,66
Elisioni di consolidamento	(29.214)	(19.269)	(9.945)	(51,61)
Ricavi della gestione caratteristica	132.512	76.575	55.937	73,05
Altri ricavi e proventi	1.175	1.196	(21)	(1,76)
Totale ricavi	133.687	77.771	55.916	71,90

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

I ricavi complessivi ammontano a 133.687 mln, evidenziando un aumento del 71,9 per cento rispetto al 2021; questi beneficiano dell'andamento favorevole dello scenario di riferimento e dell'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro (+10 per cento). I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2022 (132.512 mln) sono aumentati di 55.937 mln rispetto al 2021 (+73 per cento). Tale *trend* riflette gli effetti indotti dal rafforzamento di tutte le *commodities* (il Brent cresciuto da 71 \$/barile nel 2021 a 101 \$/barile nel 2022; i prezzi *spot* del gas in Italia e in Europa più che triplicati) nonché dalla ripresa dei volumi commercializzati favoriti dalla ripresa della domanda globale di *commodity* in settori finali chiave. Il *retail gas* e *power* ha beneficiato della positiva *performance* del *business extracommodity* e delle azioni commerciali Italia.

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi, pari a 1.175 mln, sono in diminuzione di 21 mln sul 2021 e comprendono 204 mln (281 mln e 357 mln rispettivamente nel 2021 e nel 2020) relativi al recupero della quota dei costi del diritto di utilizzo dei beni in *leasing* di competenza dei partner delle *joint operation* non incorporate operate da Eni, nonché proventi per canoni, brevetti, licenze e *royalties*.

COSTI OPERATIVI

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

La posta, di 102.529 mln, è aumentata, nell'esercizio in esame, di 46.980 (+85 per cento circa), principalmente per effetto dell'aumento del costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti *long-term* e cariche petrolifere e petrolchimiche).

Costo del lavoro

Il costo lavoro (3.015 milioni) è in lieve incremento rispetto al 2021 (+127 milioni, pari al 4,4 per cento) principalmente a seguito del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro USA e delle dinamiche retributive.

Ammortamenti, svalutazioni (riprese di valore) e radiazioni

Gli ammortamenti (7.205 milioni) sono aumentati di 142 milioni rispetto al 2021 (+2 per cento) principalmente nel settore *Exploration & Production* per effetto degli avvii e *ramp-up* di nuovi progetti parzialmente compensati dall'apprezzamento del dollaro, nel settore GGP a seguito del *ramp-up* dell'impianto di liquefazione di Damietta, nonché in *Plenitude & Power* a seguito dell'avvio di alcuni impianti. Le svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritto di utilizzo beni in *leasing* sono pari a 1.140 milioni, mentre le radiazioni (599 milioni) si riferiscono principalmente al settore E&P.

UTILE OPERATIVO

Il saldo operativo, nel 2022, risultato positivo per 17.510 mln, registra un miglioramento di 5.169 mln rispetto al 2021 (+42 per cento circa).

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

Tabella 53 - Utile operativo

	(milioni di euro)		
	2022	2021	Var. ass.
<i>Exploration & Production</i>	15.908	10.066	5.842
<i>Global Gas & LNG Portfolio</i>	3.730	899	2.831
<i>Refining & Marketing</i> e Chimica	460	45	415
<i>Plenitude & Power</i>	(825)	2.355	(3.180)
Corporate e altre attività	(1.901)	(816)	(1.085)
Effetto eliminazione utili interni	138	(208)	346
Utile (perdita) operativo	17.510	12.341	5.169

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 20.386 mln, più che raddoppiato rispetto alla corrispondente voce del 2021 (9.664 mln), grazie alla forte *performance* operativa di E&P, trainata dai maggiori prezzi di realizzo, alle ottimizzazioni nel *business* GGP, facendo leva sulla flessibilità del portafoglio gas e GNL, nonché al *business* R&M, a seguito della disponibilità degli impianti e dell'ottimizzazione dei costi in un contesto di margini molto favorevoli.

Tabella 54 - Utile operativo *adjusted*

(milioni di euro)

	2022	2021	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	17.510	12.341	5.169	41,88
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(564)	(1.491)	927	62,17
Esclusione special item	3.440	(1.186)	4.626	390,05
Utile (perdita) operativo <i>adjusted</i>	20.386	9.664	10.722	110,95
Dettaglio per settore di attività:				
<i>Exploration & Production</i>	16.411	9.293	7.118	76,60
<i>Global Gas & LNG Portfolio</i>	2.063	580	1.483	255,69
<i>Refining & Marketing</i> e Chimica	1.929	152	1.777	1.169,08
<i>Plenitude & Power</i>	615	476	139	29,20
Corporate e altre attività	(622)	(593)	(29)	(4,89)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	(10)	(244)	234	95,90

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Nel 2022 il settore *Exploration & Production* ha registrato un utile operativo *adjusted* di 16.411 mln, +77 per cento rispetto al 2021, trainato dal continuo rafforzamento dello scenario petrolifero e dalla ridotta disponibilità globale di gas naturale, nonché dalla gestione disciplinata dei costi. In tale contesto, i prezzi di realizzo delle produzioni Eni sono aumentati del 39 per cento e del 56 per cento, rispettivamente, per i liquidi e il gas naturale, rispetto al 2021. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai minori volumi prodotti.

Nel 2022 il settore *Global Gas & LNG Portfolio* ha conseguito l'utile operativo *adjusted* di 2.063 mln, in robusta crescita rispetto al 2021 (+1.483 mln, pari al 256 per cento). La positiva *performance* è stata ottenuta grazie alla sostituzione di gas russo con gas *equity* o da paesi ove opera il Gruppo e 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.

L'utile operativo *adjusted* del settore R&M e Chimica, pari a 1.929, milioni è ottenuto con una rettifica positiva per gli *special item* di 1.885 milioni e con l'esclusione dell'utile da valutazione delle scorte di 416 milioni.

In particolare, il *business Refining & Marketing* ha registrato l'utile operativo *adjusted* di 2.183 mln nell'esercizio 2022, che si confronta con una perdita di 46 milioni nell'anno 2021, beneficiando dei margini di raffinazione significativamente più elevati. La *performance* è stata anche sostenuta dalle misure di ottimizzazione e dalle iniziative per ridurre i costi energetici dei processi industriali, sostituendo il gas naturale con alternative più economiche.

Nel 2022 il *business* della Chimica ha, invece, registrato una perdita operativa *adjusted* di 254 milioni, in riduzione rispetto all'utile di 198 milioni conseguito nell'esercizio 2021, che aveva beneficiato delle eccezionali condizioni di mercato registrate nel 2021 a seguito della pandemia. La *performance* è stata impattata dal complessivo indebolimento della domanda, dal forte aumento dei costi, in particolare, delle *utilities* industriali indicizzate al prezzo del gas naturale. Questi fenomeni sono stati in parte compensati dalle iniziative di ottimizzazione volte a sostituire il consumo di gas naturale con combustibili più economici e dalla riduzione della produzione per compensare il calo della domanda.

Plenitude ha raggiunto gli obiettivi operativi e finanziari del 2022 con un risultato di 0,34 miliardi e una capacità rinnovabile di 2,2 GW, nonostante lo sfidante scenario di mercato.

Versalis ha operato in un contesto fortemente competitivo e con una domanda di mercato debole, con l'ulteriore aggravio dei costi energetici indicizzati al prezzo del gas, chiudendo l'esercizio con una perdita di 0,25 miliardi.

PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

Gli oneri finanziari netti di 925 mln registrano un incremento di 137 mln rispetto al 2021. I principali *driver* sono stati: (i) la riduzione delle differenze di cambio positive (-238 mln) compensate dalla variazione positiva del *fair value* dei derivati su cambi (+252 mln), le cui variazioni sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come "*hedges*" in base all'IFRS 9; (ii) l'incremento degli oneri finanziari sul debito (+90 mln) dovuto all'aumento 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 (+65 mln) privi dei requisiti formali per il trattamento in *hedge accounting*. Gli oneri finanziari diversi

evidenziano un peggioramento di 98 mln, relativo all'incremento dei tassi di attualizzazione, nonché ai maggiori oneri finanziari derivanti dall'*accretion discount* (sconto di accrescimento) di passività rilevate al valore attuale, relative in particolare alla stima di costi di *decommissioning* di alcuni impianti.

PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

I proventi netti su partecipazioni ammontano a 5.464 mln (a fronte di un dato negativo di 868 mln nel 2021) e riguardano:

- le quote di competenza dei risultati dell'esercizio delle imprese partecipate, valutate con il metodo del patrimonio netto per complessivi 1.841 mln, attribuibili essenzialmente alla rilevazione della quota di competenza della JV Vår Energi, di ADNOC Refinery e di Azule Energy, nonché la quota Eni del risultato della *joint venture* Saipem;
- i dividendi di 351 mln ricevuti da partecipazioni minoritarie misurate al *fair value* con imputazione nell'utile complessivo, principalmente la Nigeria LNG (247 milioni) e la Saudi European Petrochemical Co. (77 mln);
- plusvalenze nette da cessione di partecipazioni (483 mln) riferite quasi esclusivamente al collocamento di una quota del capitale Eni in Vår Energi sulla borsa di Oslo;
- altri proventi (oneri) netti di 2.789 mln riferibili essenzialmente alla valutazione a *fair value* della *business combination* Azule Energy.

IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito sono in aumento di 3.243 mln e si assestano a 8.088 mln a fine 2022; esse includono l'effetto dell'applicazione del contributo solidaristico straordinario a carico delle imprese del settore energetico per l'esercizio 2022, previsto dalla legge 20 maggio 2022, n. 51 ("Decreto Ucraina") per 1.036 mln, il prelievo addizionale sugli utili delle società del settore energia nel Regno Unito e in Germania, nonché lo stanziamento del contributo solidaristico italiano istituito dalla legge 29 dicembre 2022, n. 197 (legge finanziaria 2023) sulla base del reddito imponibile del 2022, al lordo della distribuzione di riserve di rivalutazione. Il *tax rate reported* si attesta al 36,7 per cento. Su base *adjusted*, calcolato non considerando le componenti straordinarie, il *tax rate* si ridetermina in circa il 39 per cento.

8.5 Il rendiconto finanziario consolidato

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 riclassificato è predisposto secondo il “metodo indiretto”, rettificando l'utile dell'esercizio delle componenti di natura non monetaria.

Tabella 55 - Rendiconto finanziario consolidato riclassificato

(milioni di euro)			
	2022	2021	Var. ass.
Utile (perdita) netto	13.961	5.840	8.121
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>			0
- ammortamenti e altri componenti non monetari	4.369	8.568	(4.199)
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(524)	(102)	(422)
- dividendi, interessi e imposte	8.611	5.334	3.277
Variazione del capitale di esercizio	(1.279)	(3.146)	1.867
Dividendi incassati da partecipate	1.545	857	688
Imposte pagate	(8.488)	(3.726)	(4.762)
Interessi (pagati) incassati	(735)	(764)	29
Flusso di cassa netto da attività operativa	17.460	12.861	4.599
Investimenti tecnici	(8.056)	(5.234)	(2.822)
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(3.311)	(2.738)	(573)
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	1.202	404	798
Altre variazioni relative all'attività di investimento e disinvestimento	2.361	289	2.072
Free cash flow	9.656	5.582	4.074
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	786	(4.743)	5.529
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(2.569)	(244)	(2.325)
Rimborso di passività per beni in <i>leasing</i>	(994)	(939)	(55)
Flusso di cassa del capitale proprio	(4.841)	(2.780)	(2.061)
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	(138)	1.924	(2.062)
Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità	16	52	(36)
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI	1.916	(1.148)	3.064
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo <i>adjusted</i>	20.380	12.711	7.669
Free cash flow	9.656	5.582	4.074
Rimborso di passività per beni in <i>leasing</i>	(994)	(939)	(55)
Debiti e crediti finanziari società acquisite	(512)	(777)	265
Debiti e crediti finanziari società disinvestite	142		142
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(1.352)	(429)	(923)

Flusso di cassa del capitale proprio	(4.841)	(2.780)	(2.061)
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	(138)	1.924	(2.062)
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING	1.961	2.581	(620)
Rimborsi <i>lease liability</i>	994	939	55
Accensioni del periodo e altre variazioni	(608)	(1.258)	650
Variazione passività per beni in leasing	386	(319)	705
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITA' PER LEASING	2.347	2.262	85

Fonte: elaborazione Corte dei conti su dati Eni

Il flusso di cassa netto da attività operativa dell'esercizio 2022 è stato di 17.460 mln, con un incremento di 4.599 mln rispetto al 2021 (+36 per cento), sostenuto dal miglioramento dello scenario *upstream* e dal significativo contributo del *business* R&M. L'assorbimento di cassa del capitale circolante di 1.279 milioni è dovuto alla variazione del valore del magazzino petrolio e prodotti in uno scenario di prezzi in crescita, alla ricostituzione degli stoccaggi gas e al pagamento delle forniture di gas.

Prima della variazione del capitale circolante al costo di rimpiazzo e di alcune rettifiche, il flusso di cassa netto da attività operativa si ridetermina in 20.380 mln nell'anno. Tali rettifiche comprendono: l'utile/perdita di magazzino olio e prodotti, la differenza temporanea tra il valore del magazzino gas calcolato in base al metodo del costo medio ponderato e la misura interna di *performance* del *management*, che utilizza il magazzino quale leva di ottimizzazione dei margini, accantonamenti straordinari per attività di bonifica ambientale e di *decommissioning* di *asset* nella raffinazione, accantonamenti/proventi straordinari su crediti e per oneri o sopravvenienze attive, il *fair value* dei derivati su *commodity* privi dei requisiti formali per il trattamento in *hedge accounting*, il pagamento del contributo straordinario di solidarietà delle imprese energetiche in Italia per il 2022, nonché il rimborso di capitale da parte di una collegata riclassificato come flusso di cassa operativo.

Secondo quanto indicato nel conto finanziario consolidato non riclassificato, le disponibilità liquide sono aumentate ad euro 10.181 mln (8.265 mln nel 2021). Gli importi non coincidono con quelli inclusi nello stato patrimoniale consolidato (10.155 mln nel 2022; 8.254 mln nel 2021). Il differenziale positivo (26 mln per il 2022 e 11 mln nel 2021) è costituito da disponibilità liquide di società consolidate destinate alla vendita, incluse nello stato patrimoniale nella voce "Attività destinate alla vendita".

9. CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

1. Eni S.p.A., quale azienda globale dell'energia, svolge attività di esplorazione, estrazione e produzione, nonché di distribuzione e commercializzazione di prodotti energetici ed è impegnata nello sviluppo di processi di economia circolare.

E' 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").

Al 31 dicembre 2022, il Gruppo Eni S.p.A. è presente in 62 Paesi con 32.188 dipendenti, di cui 11.310 all'estero. A tale data, la Società controlla, come Capogruppo, 401 società (126 in Italia e 275 all'estero) e detiene partecipazioni in ulteriori 134 società controllate congiuntamente (*joint venture* e *joint operation*), di cui 36 in Italia e 98 all'estero, e altre 24 partecipazioni rilevanti (3 in Italia e 21 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 e ss. mm. ii.. In forza della partecipazione azionaria detenuta, sia direttamente (con il 4,41 per cento) sia indirettamente (con il 26,21 per cento) tramite Cassa depositi e prestiti S.p.A., 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 S.p.A..

2. Il conflitto russo-ucraino ha avuto un importante impatto sul mercato petrolifero e ha determinato tensioni nell'offerta del gas naturale, soprattutto in Europa. Oltre all'incertezza associata al rischio geopolitico, nel corso del primo semestre 2022 i prezzi del petrolio sono stati sostenuti dal positivo andamento dell'economia globale, dovuto alla riapertura post-pandemica dell'economia nei Paesi Occidentali e alla ripresa della domanda di carburanti in tutti i settori finali di utilizzo, compreso il settore delle linee aeree che era stato fortemente penalizzato dalla pandemia durante tutto il corso del 2021.

Nel 2022 il prezzo del Brent è stato pari in media annua a circa 101 \$/bbl, con un incremento del 40 per cento rispetto alla media 2021 di circa 70 \$/bbl.

I prezzi del gas naturale hanno registrato una volatilità ancora più accentuata di quella del petrolio, soprattutto in Europa a causa della dipendenza del continente dalle forniture via

pipeline dalla Russia. Nella parte finale del 2022 e inizio 2023, i prezzi del gas, a causa di una stagione invernale particolarmente mite e abbondante afflusso di GNL dagli USA, hanno retto in maniera sostanziale, chiudendo l'anno su valori pari o inferiori a quelli correnti prima dello scoppio del conflitto russo-ucraino.

Nel complesso, il 2022 si è chiuso con risultati consolidati particolarmente positivi per il Gruppo, con un utile netto di competenza degli azionisti Eni di 13,89 miliardi (rispetto ai 5,82 del 2021) e un flusso di cassa operativo di 17,46 miliardi, cresciuto di 4,6 miliardi rispetto al 2021.

Il *business Refining & Marketing* ha registrato l'utile operativo *adjusted* di 2.183 milioni nell'esercizio 2022, che si confronta con una perdita di 46 milioni nell'anno 2021, beneficiando dei margini di raffinazione significativamente più elevati. La *performance* è stata anche sostenuta dalle misure di ottimizzazione e dalle iniziative per ridurre i costi energetici dei processi industriali, sostituendo il gas naturale con alternative più economiche.

Le vendite sulla rete in Italia (5,38 milioni di tonnellate) sono in aumento rispetto al 2021 (0,26 milioni di tonnellate, +5,1 per cento) come risultante della progressiva riapertura dell'economia e maggiore mobilità delle persone nella prima parte dell'anno.

Nel 2022 il *business* della Chimica ha registrato una perdita operativa *adjusted* di 254 milioni, in riduzione rispetto all'utile di 198 milioni conseguito nell'esercizio 2021, che aveva beneficiato delle eccezionali condizioni di mercato registrate nel 2021 a seguito della pandemia. La *performance* è stata influenzata dal complessivo indebolimento della domanda, dal forte aumento dei costi, in particolare, delle *utilities* industriali indicizzate al prezzo del gas naturale.

Il Piano Strategico 2023-2026, comunicato da Eni a febbraio 2023, prevede una strategia focalizzata su sicurezza energetica e accessibilità attraverso la diversificazione geografica e tecnologica. 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*.

La produzione *Upstream* è prevista crescere a un tasso medio annuo del 3-4 per cento, fino al 2026, per poi stabilizzarsi fino al 2030. La quota di produzione del gas salirà al 60 per cento entro il 2030. È confermato l'obiettivo di zero emissioni nette *Upstream Scope 1 + 2* entro il 2030.

3. Nel 2022 la consistenza media del personale in servizio presso Eni S.p.A. risulta in riduzione rispetto al 2021 (-730 risorse medie), per effetto di un piano di *turn-over* che ha concentrato le

assunzioni nella seconda metà dell'anno; il costo del lavoro passa da 1.286 milioni a 1.231 milioni, con una diminuzione di 55 mln rispetto al 2021, principalmente per effetto del decremento dell'occupazione media e dei minori costi per esodi agevolati.

La forza lavoro del Gruppo, a fine 2022, era di 31.376 risorse, di cui 20.471 in Italia (65,2 per cento) e 10.905 all'estero (34,8 per cento). Nel 2022, l'occupazione complessiva diminuisce di 512 persone rispetto al 2021, pari a -1,6 per cento, con una riduzione sia in Italia (-161 dipendenti), sia all'estero (-351 dipendenti). Il costo del lavoro del Gruppo, nel 2022, è in lieve crescita rispetto al 2021 (+127 milioni, pari al 4,4 per cento), principalmente a seguito del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro USA e delle dinamiche retributive.

4. In ordine ai principali risultati economico-finanziari, Eni S.p.A. chiude l'esercizio 2022 con un utile netto di 5.403 mln, rispetto a 7.675 mln del 2021, con un decremento di 2.272 mln, per effetto, essenzialmente, del peggioramento del risultato operativo (-343,674 mln), del risultato finanziario (-9,560 mln), dei minori proventi su partecipazioni (-3.147 mln) e di maggiori imposte per 1.229 mln. La flessione del risultato operativo è riferibile essenzialmente alla linea di *business* E&P (-1.721 milioni), parzialmente compensato dal miglioramento della linea di *business* R&M (+863 milioni) e della linea di *business* *Global Gas & LNG Portfolio* (+592 milioni). Il patrimonio netto di Eni risulta pari a 52.521 mln, in aumento del 2,9 per cento rispetto al 2021 (esercizio in cui era pari a 51.039 mln). Le disponibilità liquide sono aumentate ad euro 7.628 mln (euro 6.630 mln nel 2021).

5. Il Gruppo Eni ha chiuso il bilancio con un utile netto di 13.961 mln, rispetto a 5.840 mln del 2021. I risultati Eni del 2022 sono stati influenzati in maniera significativa dalla ripresa dello scenario dei prezzi delle *commodity* energetiche. Il 2022 ha segnato uno degli anni più volatili nella storia del prezzo del petrolio; in un quadro di fondamentali sostanzialmente bilanciati nel mercato petrolifero dovuti alla ripresa post-pandemica e a tensioni nell'offerta del gas naturale, soprattutto in Europa a causa dell'impatto del conflitto russo-ucraino. Le quotazioni del Brent hanno raggiunto 140 \$/bbl, vicino ai valori massimi mai registrati. Il risultato netto ottenuto ha beneficiato della crescita di proporzioni rilevanti dell'utile operativo, pari a 17.510 milioni, rispetto a 12.341 milioni del 2021.

Nel 2022 l'utile operativo *adjusted*, pari a 20.386 mln, è più che raddoppiato rispetto alla corrispondente voce del 2021 (9.664 mln), grazie alla forte *performance* operativa di E&P, trainata dai maggiori prezzi di realizzo, alle ottimizzazioni nel *business* GGP, facendo leva sulla

flessibilità del portafoglio gas e GNL, nonché al *business* R&M a seguito della disponibilità degli impianti e dell'ottimizzazione dei costi in un contesto di margini molto favorevoli.

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2022 (132.512 mln) sono aumentati di 55.937 mln rispetto al 2021 (+73,05 per cento).

L'utile netto *adjusted* di competenza degli azionisti Eni per l'esercizio 2022 è stato di 13.301 milioni, in aumento di 9 miliardi rispetto all'esercizio 2021. Il risultato ha inoltre beneficiato dei maggiori risultati delle società contabilizzate con il metodo del patrimonio netto e di un *tax rate adjusted* in riduzione, escludendo i contributi fiscali *una tantum*.

Il flusso di cassa netto da attività operativa (*cash flow*) ammonta, come detto, a 17,46 mld, in aumento, rispetto ai 12,86 mld del 2021, del 35,8 per cento, sostenuto dal miglioramento dello scenario *upstream* e dal significativo contributo del *business* R&M.

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2022 è pari a 11.977 mln (7.026 mln ante passività per *leasing* ex IFRS 16), rispetto ai 14.324 mln del 2021. I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a 26.917 mln, di cui 7.543 mln a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 3.097 mln) e 19.374 mln a lungo termine.

Il patrimonio netto consolidato di Eni è aumentato di 10.322 mln per effetto, principalmente, dell'incremento dell'utile dell'esercizio (+8.066 mln) e dell'utile relativo agli esercizi precedenti (+705 mln), della riserva per acquisto di azioni proprie (+1.979 mln), della riserva per differenze cambio da conversione (+1.034 mln) e della riserva OCI per strumenti derivati *cash flow hedge* (+554 mln). Le disponibilità liquide sono aumentate ad euro 10.181 mln (8.265 mln nel 2021). Gli importi non coincidono con quelli inclusi nello stato patrimoniale consolidato (10.155 mln nel 2022; 8.254 mln nel 2021). Il differenziale positivo (26 mln per il 2022 e 11 mln nel 2021) è costituito da disponibilità liquide di società consolidate destinate alla vendita, incluse nello stato patrimoniale nella voce "Attività destinate alla vendita".

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

