

EniPower S.p.A.

Società soggetta all'attività di direzione
e coordinamento dell'Eni S.p.A.



Bilancio al 31 dicembre 2022

EniPower S.p.A.

Società per Azioni con sede legale in S. Donato Milanese – Milano

Piazza Vanoni, 1

Capitale Sociale euro 200.000.00,00 i.v.

Registro Imprese di Milano-Monza-Brianza-Lodi

R.E.A. Milano n. 1600596

Codice fiscale e Partita IVA n. 12958270154

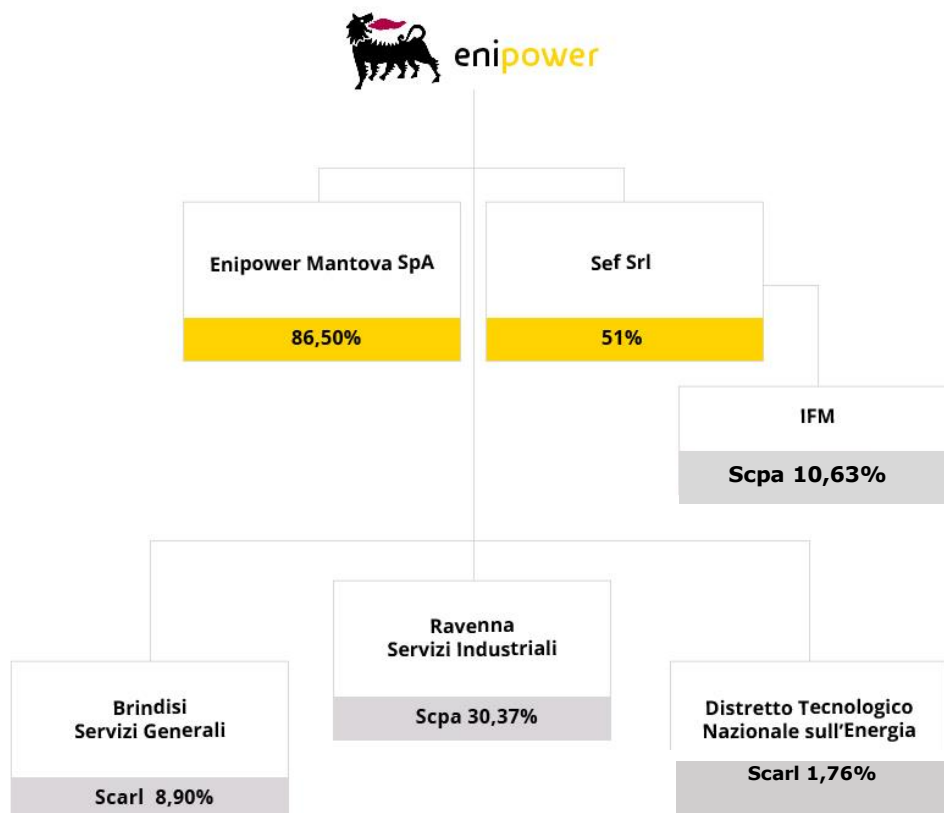
Società soggetta all'attività di direzione coordinamento dell'Eni S.p.A

Enipower S.p.A.**Relazione sulla gestione**

Le partecipazioni di Enipower	4
Identità aziendale	5
Profilo dell'anno	6
Scenario macro-economico e di mercato	8
Evoluzione del quadro normativo	11
Governance	13
Salute, ambiente, sicurezza e qualità	14
Ricerca scientifica e tecnologica	15
Rapporti con le Comunità	15
Andamento operativo	
Generazione e vendita	16
Investimenti tecnici	16
Risorse umane	17
Commento ai risultati e altre informazioni	
Conto economico	18
Stato patrimoniale riclassificato	22
Rendiconto finanziario riclassificato	26
Andamento economico delle società partecipate	27
Fattori di rischio e incertezza	28
Evoluzione prevedibile della gestione	29
Altre informazioni	30
Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori	32
Bilancio di esercizio	
Schemi di bilancio	34
Note al bilancio	39
Proposta del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti	92
Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti ai sensi dell'art. 153 D.Lgs 58/1998 e dell'art. 2429, comma 3, c.c.	93
Relazione della società di revisione	96
Deliberazioni dell'Assemblea degli Azionisti	100

Relazione sulla gestione

Le partecipazioni di Enipower



Enipower Mantova: società che gestisce la centrale elettrica di Mantova. La partecipazione di Enipower S.p.A. è dell'86,5%. La restante quota è posseduta da T.E.A. S.p.A.

Società Enipower Ferrara: società che gestisce la centrale elettrica di Ferrara. La partecipazione di Enipower S.p.A. è del 51%. La restante quota è posseduta da Axpo International SA.

IFM Ferrara: società consortile di servizi industriali nel sito di Ferrara

Ravenna Servizi Industriali: società consortile di servizi industriali nel sito di Ravenna

Brindisi Servizi Generali: società consortile di servizi industriali nel sito di Brindisi

Di.T.N.E.: società consortile, con finalità di ricerca in ambito energetico in cui Enipower S.p.A. partecipa quale socio sostenitore

Identità aziendale

Enipower S.p.A. è stata costituita nel novembre 1999. Ad essa sono state conferite da EniChem S.p.A. e da Agip Petroli S.p.A. centrali elettriche convenzionali (potenza installata di circa 1.000 MW). La società ha nel corso degli anni completato un piano di investimenti che ha portato alla graduale sostituzione degli impianti originariamente conferiti con moderni cicli combinati, alimentati a gas naturale, che garantiscono standard elevati per la sicurezza e salute delle risorse umane impiegate e per la salvaguardia dell'ambiente.

Dal 1° gennaio 2007, Enipower opera sulla base di un contratto di Conto Lavorazione (tolling) stipulato con Eni S.p.A., contratto in base al quale la società genera energia elettrica che Eni commercializza sul mercato.

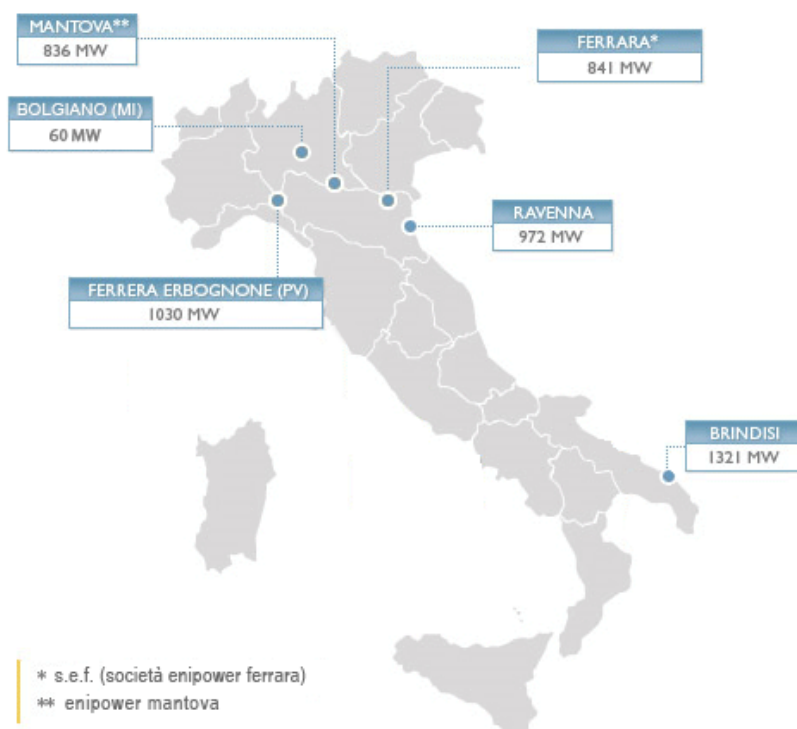
Nel gennaio 2010 Enipower ha acquistato da EniServizi S.p.A. la proprietà e la gestione della centrale di cogenerazione di Bolgiano e delle sue reti di distribuzione.

Oggi la società, direttamente o attraverso le sue partecipate, è proprietaria di 6 centrali elettriche ubicate nei siti petrolchimici di Brindisi, Ferrara, Mantova e Ravenna e nella raffineria di Ferrera Erbognone (PV) e di una centrale di cogenerazione a Bolgiano, con una potenza complessiva in esercizio di circa 5,06 GW. Tale parco impianti pone la società tra i primi produttori nazionali di energia elettrica e al primo posto come produttore di vapore tecnologico.

La società nel dicembre 2016 ha approvato il riassetto contrattuale delle attività di vendita di energia elettrica e vapore ai clienti di sito a seguito di valutazioni sugli effetti delle modifiche regolatorie relative alle Reti Interne di Utenza. A partire dal 1° gennaio 2017 le attività di vendita di energia elettrica ai clienti di sito sono effettuate direttamente da Eni. Inoltre, al fine di razionalizzare le attività commerciali, anche le vendite di vapore ai clienti di sito sono state cedute a Eni.

A partire dal 1° Gennaio 2018, come stabilito dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA ex AEEGSI) con la delibera 582/2017 del 3 Agosto 2017, la società ha iniziato ad erogare servizi di connessione, misura e trasporto per i Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC), di cui fanno parte anche le Reti Interne di Utenza (RIU), regolati dalla delibera 539/2015.

Dove opera Enipower



Profilo dell'anno

Fatti di rilievo

In data 4 gennaio 2022 è diventata effettiva la modifica del capitale sociale deliberata nell'assemblea straordinaria del 23 settembre 2021. L'Assemblea ha deliberato la riduzione volontaria del capitale sociale per esuberanza riducendo l'importo da euro 944.947.849,00 a euro 700.000.000, mediante l'annullamento di 244.947.849 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro cadauna. Conseguentemente è stato approvato il rimborso all'azionista unico Eni S.p.A. di euro 180.000.000,00 e la costituzione di una riserva disponibile di euro 64.947.849,00.

In data 1° Aprile l'Assemblea in seduta straordinaria ha deliberato la riduzione volontaria del capitale sociale per esuberanza di 500.000.000,00 euro mediante annullamento di 500.000.000 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro cadauna, destinando l'importo a riserve disponibili.

In data 29 aprile 2022 l'Assemblea degli Azionisti ha approvato la distribuzione all'Azionista Eni di riserve disponibili per un importo pari a euro 70.000.000, composte dalla riserva per business combination under common control per l'importo di 5.066.559,96 euro e da riserve facoltative per l'importo di 64.933.440,04 euro.

In data 11 luglio 2022 è diventata effettiva la modifica del capitale sociale deliberata nell'Assemblea degli Azionisti straordinaria del 1° aprile 2022 che ha portato il capitale sociale da 700.000.000,00 milioni di euro a 200.000.000,00 milioni di euro costituendo una riserva disponibile di 500.000.000,00 milioni di euro.

L'Assemblea degli Azionisti, nella seduta del 19 luglio 2022, ha adottato il nuovo Statuto, il cui adeguamento è funzionale alle mutate esigenze della società dovute all'ingresso nella compagine societaria di un nuovo socio.

Il 25 luglio 2022 è entrato a far parte della compagine societaria il nuovo socio Regatta Investments S.p.A. in seguito all'acquisto del 49% del capitale sociale di Enipower S.p.A. Il capitale sociale di Enipower S.p.A., costituito da 200.000.000 di azioni del valore nominale di euro 1,00, risulta così ripartito:

- 51% Eni S.p.A. pari a n. 102.000.000 azioni;
- 49% Regatta Investments S.p.A. pari a n. 98.000.000 azioni.

La società rimane soggetta all'attività di direzione e coordinamento di Eni S.p.A.

Nel corso dell'Assemblea degli Azionisti, tenutasi in data 25 luglio 2022, i soci hanno nominato il nuovo Consiglio di Amministrazione per la durata di tre esercizi e con scadenza alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2024, nominando Francesco Giunti Presidente della società.

Il Consiglio di Amministrazione appena costituito, in conformità a quanto previsto dallo Statuto, ha conferito la carica di Amministratore Delegato di Enipower S.p.A. al Consigliere Rita Marino attribuendole i relativi poteri.

Nella medesima seduta il Consiglio di Amministrazione ha deliberato l'approvazione del nuovo contratto di Conto Lavorazione con Eni S.p.A. per la produzione di energia elettrica e vapore delle centrali Enipower e del nuovo contratto di Conto Lavorazione con Eni S.p.A. per la produzione di energia elettrica e acqua surriscaldata della centrale di Bolgiano, entrambi con decorrenza dal 1° gennaio 2022.

L'Assemblea degli Azionisti, nella seduta del 13 ottobre 2022 ha approvato la distribuzione ai soci di 95.000.000 milioni di euro derivanti da utili riportati a nuovo di esercizi precedenti per l'importo di 86.885.186,60 euro e da riserve facoltative per l'importo di 8.114.813,40 euro.

Con la delibera 329/2022/R/eel l'Autorità ha equiparato le RIU (Reti Interne di Utenza) alla rete di distribuzione pubblica e reintrodotta retroattivamente da agosto 2021 gli oneri di dispacciamento a carico degli utenti connessi alle RIU, annullando di fatto gli effetti della delibera n. 323/2021. La società, pertanto, ha presentato ricorso al Consiglio di Stato alla delibera 329/2022/R/eel. Il ricorso ha l'obiettivo di contestare l'ottemperanza da parte di ARERA e TERNA rispetto alle precedenti sentenze del Consiglio di Stato n. 4346/2021, n. 4347/2021 e n. 4348/2021, in particolare riguardo alla dimostrazione dell'equivalenza tra le utenze della rete pubblica e quelle delle reti private in relazione agli oneri di dispacciamento.

A seguito dell'udienza del 9 febbraio scorso, fissata per la discussione del ricorso proposto da Enipower e Versalis avverso la delibera ARERA 329/22 del 12 luglio 2022 è stata pubblicata la decisione del Consiglio di Stato con la quale è stato concesso alle parti un termine di 20 giorni per presentare memorie in relazione allo specifico tema della competenza del giudice di appello (cioè del Consiglio di Stato) anziché del giudice di primo grado (cioè del Tribunale Amministrativo Regionale - TAR) e ha fissato la nuova udienza di discussione al prossimo 13 aprile.

Destinazione dell'utile d'esercizio

In data 21 aprile 2022 sulla base dei risultati conseguiti nel 2021, l'Assemblea degli Azionisti ha deliberato di destinare l'utile di euro 91.444.828,08 a riserva legale per euro 4.572.241,40 e a utili a nuovo per euro 86.872.586,68.

I risultati

Nel 2022 il risultato netto evidenzia un utile di 111.404 migliaia di euro, in crescita del 21,8% rispetto al 2021 (91.445 migliaia di euro). Nel complesso si registra un peggioramento del risultato operativo (-47.210 migliaia di euro) più che compensato dai maggiori proventi da partecipazioni (+52.938 migliaia di euro), da minori imposte dell'esercizio (+13.432 migliaia di euro) e da un miglioramento della gestione finanziaria (+799 migliaia di euro).

Il Flusso di cassa netto da attività operativa di 232.093 migliaia di euro (126.413 migliaia di euro nel 2021) registra un aumento riconducibile principalmente ai maggiori dividendi incassati e alla variazione positiva dei debiti e crediti di natura commerciale.

Di seguito i principali dati relativi al periodo 2020-2022.

Principali dati economici, patrimoniali e finanziari		2020	2021	2022
Ricavi della gestione caratteristica	(migliaia di euro)	452.942	878.923	907.502
Utile operativo		125.582	95.270	48.060
Utile netto		106.171	91.445	111.404
Flusso di cassa netto da attività operativa		155.561	126.413	232.093
Investimenti tecnici		42.337	73.537	115.610
Capitale investito netto a fine periodo		840.754	873.580	841.837
Patrimonio netto		1.190.470	1.117.889	884.500
Indebitamento finanziario netto a fine periodo		(349.716)	(244.309)	(42.663)

Scenario macro-economico e di mercato

Il 2022 avrebbe dovuto essere l'anno del consolidamento del rilancio economico a livello globale, in seguito alla normalizzazione della situazione sanitaria dopo la pandemia di Covid-19. Tuttavia, lo scoppio della guerra in Ucraina ha cambiato radicalmente lo scenario, inducendo una nuova frenata all'economia. Nel corso dell'anno si è dunque assistito ad un progressivo deterioramento delle prospettive per l'economia globale. Secondo il Fondo Monetario Internazionale, la crescita del Pil mondiale nel 2022 dovrebbe attestarsi sul 3,4% (rispetto al 4,4% previsto un anno fa), in rallentamento nel quarto trimestre (+1,57% secondo IHS). La frenata è dovuta soprattutto alla performance negativa delle economie avanzate, che negli ultimi tre mesi dell'anno dovrebbero crescere dell'1,1% vs 2% nei mercati emergenti.

Il 2022 ha visto anche una prima parte caratterizzata da un andamento ancora in crescita dei consumi delle famiglie nelle economie avanzate, tornati ai livelli di spesa pre-pandemia. La domanda di molti consumi di servizi, soprattutto nelle filiere del turismo e degli spettacoli, ha registrato un recupero piuttosto marcato. La crescita dei consumi è avvenuta nonostante l'inflazione attraverso una riduzione del tasso di risparmio cresciuto nei due anni precedenti.

La guerra tra Russia e Ucraina non ha consentito di eliminare buona parte dei fattori di instabilità che erano emersi nel 2021. Sul fronte della produzione, le strozzature nelle catene di approvvigionamento che si erano verificate a causa dei lockdown diffusi a livello mondiale si sono progressivamente risolte, ma sono state sostituite da altre causate direttamente dalla guerra: più circoscritte a livello geografico, ma ugualmente problematiche per lo shock di offerta di numerose materie prime a uso agricolo (cereali, fertilizzanti) e industriale (commodities di origine mineraria) di cui Russia e Ucraina sono tra i principali esportatori mondiali. Ciò ha determinato un rallentamento delle attività, una risposta inadeguata della domanda alla ripresa e un rialzo dei prezzi. L'instabilità geopolitica ha dunque contribuito a rafforzare il trend al rialzo dei prodotti energetici e dei metalli utilizzati dalla green economy come litio, cobalto, nickel, rame.

Il freno principale alla crescita nelle economie occidentali è stato rappresentato dall'inflazione, che nel corso del 2022 ha raggiunto i livelli massimi da 40 anni superando la doppia cifra sia negli Stati Uniti che in Europa. Per questo, nel corso dell'anno le principali banche centrali occidentali, a cominciare dalla Federal Reserve, hanno abbandonato la politica monetaria ultra-espansiva dell'ultimo decennio procedendo ad una serie di rialzi dei tassi di interesse di riferimento nel tentativo di raffreddare l'inflazione. Tuttavia, mentre negli Stati Uniti la stretta monetaria ha sortito effetti più rapidamente, dato che l'aumento dei prezzi era causato da un surriscaldamento della domanda interna, in Europa l'inflazione ha cominciato a calare solo alla fine del 2022 poiché larga parte di essa era dovuta ai prezzi molto elevati dell'energia importata. I tassi di interesse di riferimento hanno raggiunto a fine anno il 4,25-4,5% negli USA e il 2,5% nell'area dell'euro.

Dai dati di dicembre emerge che il picco di inflazione è stato superato sia negli Stati Uniti (+6,5% a dicembre vs. +7,1% a novembre) che in Eurozona (+9,2% a/a vs. +10,1% a novembre) ma l'inflazione core (al netto di beni soggetti a volatilità come energia e generi alimentari) non accenna ancora a calare (+5,2% a dicembre vs. +5% a novembre). Per questo motivo è praticamente certo che la BCE continuerà nel 2023 ad applicare la stretta monetaria.

Nel corso del 2022 il tasso di cambio \$/€ è stato caratterizzato da un apprezzamento del dollaro nei confronti dell'euro del 6,1%, a causa della politica monetaria restrittiva introdotta dalla Fed con alcuni mesi di anticipo e con un'intensità dei rialzi dei tassi maggiore rispetto alla BCE. Nel corso degli ultimi mesi del 2022, l'effetto combinato dei rialzi della BCE e del miglioramento delle prospettive economiche in Europa ha consentito un rafforzamento dell'euro, che dai minimi toccati a fine settembre 2022 ha recuperato il 13% sul dollaro.

I lockdown mirati messi in atto in Cina per quasi tutto il 2022 hanno contribuito a rallentare l'attività economica nel Paese, riducendo la pressione sui mercati energetici sul lato della domanda ma frenando la crescita globale. Pechino ha quindi sperimentato la seconda peggior performance di crescita del Pil degli ultimi 40 anni (3%), ma la totale riapertura della Cina in seguito all'abbandono della zero Covid policy,

avvenuta all'inizio di dicembre 2022, consente di prevedere una ripresa sostenuta nel 2023, con un traino positivo anche per il resto del mondo.

Segnali misti sono arrivati invece dagli Stati Uniti: se da un lato il Pil nel quarto trimestre 2022 è cresciuto più del previsto (+2,9% a/a vs. 2,6% atteso), dall'altro ci sono segnali di un rallentamento dell'economia come rivelano i dati negativi di dicembre 2022 sulla produzione e le vendite al dettaglio.

Per quanto riguarda i mercati emergenti, il rafforzamento del dollaro ha aumentato la pressione su queste economie, rafforzando il rischio di una nuova crisi internazionale del debito (il 25% dei Paesi in questa categoria è a rischio default secondo l'FMI). L'uscita dalla pandemia, unita alla riapertura della Cina, dovrebbe assicurare la fine delle strozzature sul lato dell'offerta e lungo le supply chains globali.

Per l'Italia il 2022 si è chiuso positivamente (la crescita del Pil si è attestata a +3,9%, più alta della media UE), nonostante la contrazione del Pil nel quarto trimestre (-0,1%); il calo dei prezzi dell'energia aiuta a sostenere produzione e consumi, ma il costo del credito alle imprese continua a salire (3,37% per le PMI rispetto a 1,74% a inizio 2022). Da sottolineare il buon andamento dei conti pubblici nonostante il deterioramento della congiuntura internazionale. Il disavanzo, che alla fine del terzo trimestre 2021 era pari a oltre 113 miliardi di euro, è sceso al di sotto dei 76 miliardi, con un miglioramento di oltre 37 miliardi. A permetterlo è stato l'andamento eccezionalmente positivo delle entrate, che nei primi tre trimestri dell'anno sono cresciute di quasi 55 miliardi, più che compensando la crescita delle spese osservata nell'anno e consentendo di migliorare ulteriormente l'avanzo primario.

Nel 2022 il Brent ha registrato un livello medio di 101,2 \$/bbl, in rialzo rispetto ai 70,7 \$/bbl nel 2021 (+43%). Il mercato petrolifero è stato profondamente impattato dalla guerra in Ucraina e dalle sue ripercussioni sull'economia. Nella prima parte dell'anno i timori di un'insufficienza dell'offerta a causa delle sanzioni occidentali alla Russia hanno fatto toccare ai prezzi massimi storici, in un contesto di scorte commerciali basse e ai minimi nell'area OCSE. La domanda di petrolio è cresciuta del +2,2 Mb/g YoY, nonostante il calo in Cina (-0,45 Mb/g vs 2021), il primo dal 1990 per la politica zero covid. Le tensioni sul *supply* sono state esacerbate anche dalla bassa *spare-capacity* OPEC, dall'*underperformance* OPEC+ per criticità operative e infrastrutturali nel West Africa e dal ridimensionamento della crescita USA rispetto ai livelli pre-pandemia. Nella seconda parte dell'anno il deterioramento del quadro economico globale a causa dell'elevata inflazione e la politica zero Covid in Cina hanno frenato la crescita dei prezzi.

I prezzi del gas, dopo i minimi del 2020 e il marcato aumento del 2021, nel 2022 hanno raggiunto livelli insostenibilmente elevati a causa degli effetti della guerra in Ucraina e della drastica diminuzione delle esportazioni russe verso l'Europa. Lo *shortage* di offerta via pipeline ha portato un significativo aumento della domanda europea di LNG e generato pressioni sui maggiori indici di prezzo del gas. Quotazioni stellari e restrizioni anti Covid in Cina hanno consentito all'Europa di assicurarsi volumi LNG incrementali, la maggior parte di provenienza USA. I prezzi record del gas hanno imposto un ridisegno del mix di approvvigionamento europeo e hanno provocato una diminuzione della domanda nei settori non power mai riscontrata prima nell'industria. Il clima eccezionalmente mite nel quarto trimestre e le scorte abbondanti hanno rassicurato i mercati e calmierato il livello dei prezzi verso la fine dell'anno.

In particolare, nel 2022:

- il mercato del gas in Europa è stato eccezionalmente teso e volatile con prezzi su livelli record per il taglio dei flussi russi, passati da circa 1/3 del supply nel 2021 al 7% verso la fine del 2022. L'import di LNG (+70% nel 2022 rispetto al 2021) è stato la principale leva per compensare i mancati volumi via pipe. I prezzi nel Vecchio Continente sono tuttavia saliti fino ai massimi storici (es. prezzo al TTF circa 37 \$/MBtu, rispetto a 15,7 \$/MBtu del 2021);
- l'abbondante capacità di rigassificazione in UK ha giocato un ruolo chiave nel garantire al paese abbondante LNG. I limiti fisici all'export verso il Continente hanno determinato per molti mesi uno sconto dell'NBP sul TTF (prezzo al NBP circa 24,7 \$/Mbtu, rispetto a 15,5 \$/Mbtu del 2021);
- l'Asia ha perso il suo ruolo di tradizionale area a premio vs l'Europa per via della domanda cinese frenata dalle misure di contrasto alla pandemia e per il minore ricorso al gas dovuto agli elevatissimi prezzi registrati su scala globale. In competizione con gli hub europei anche il JKM ha raggiunto nel 2022 un nuovo record assoluto (34 \$/MBtu, rispetto a 15,5 \$/MBtu del 2021);

- negli USA l'Henry Hub si è attestato su una media annuale di 6,4 \$/MBtu (rispetto ai 3,9 \$/MBtu del 2021), riflettendo parzialmente le tensioni a livello globale. Gli Stati Uniti hanno rappresentato l'unico grande mercato dove i consumi domestici sono aumentati congiuntamente alla produzione e alla disponibilità di LNG da destinare all'export con gli impianti di liquefazione che hanno riportato tassi di utilizzo prossimi alla massima capacità.

Anche il prezzo del carbone nel 2022, al pari delle altre commodities, ha beneficiato dell'escalation dettata dalla crisi energetica globale attestandosi su una media annua di 294 \$/ton in Europa, rispetto ai 123 \$/ton del 2021 e ai 50 \$/ton del 2020. Lo *shortage* di gas ha spinto molti paesi a rivedere i propri piani di dismissione/sottoutilizzo delle centrali alimentate a carbone e di *switch coal to gas* anche nei consumi finali pur a fronte di maggiori emissioni di CO₂. Infine, in Europa nel settore della produzione elettrica, la domanda di carbone ha beneficiato dei bassi livelli di generazione da nucleare e idroelettrico, oltre che dei prezzi elevatissimi del gas.

Nel 2022 il prezzo dell'EUA ha registrato un forte rialzo rispetto al 2021 attestandosi su una media di 80,8 €/ton (+51,3%), principalmente a causa degli alti prezzi del gas e del ricorso alla generazione elettrica da carbone. Nel mese di agosto l'EUA ha toccato il suo massimo storico (97,6 €/ton) risentendo di diversi segnali tecnici rialzisti, tra cui la carenza di gas (e quindi maggior ricorso al combustibile più inquinante), una solida domanda di quote e di una bassa offerta. Le temperature al di sopra delle medie stagionali (che hanno causato un aumento domanda per raffrescamento), la ridotta disponibilità di idroelettrico, i problemi al nucleare francese e una bassa produzione di eolico in NWE ne hanno amplificato il trend. Dopo aver intrapreso un trend ribassista nel mese di settembre, principalmente per i crescenti timori di un rallentamento economico, nell'ultimo trimestre del 2022 il prezzo è nuovamente tornato su una traiettoria rialzista trainato dagli accordi raggiunti in ambito ETS.

Nel 2022 il PUN ha registrato il record storico di 303,95 €/MWh su base annua, circa 2,4 volte il valore del 2021 (125,5 €/MWh) trainato dalla rapida e progressiva escalation sia dei prezzi gas che della CO₂. Hanno contribuito al rialzo dei prezzi anche la minor disponibilità di nucleare francese che, in alcuni mesi, ha ridotto i volumi disponibili per l'export verso l'Italia, e il minor apporto di idroelettrico, legato alle scarse precipitazioni. Il massimo giornaliero nel 2022 è stato registrato ad agosto (740,1 €/MWh), in concomitanza con i picchi registrati sui mercati gas. A partire dal mese di ottobre, i prezzi tornano in linea con i valori del 2021 grazie a un allentamento delle tensioni sul gas. I provvedimenti europei annunciati a settembre per contrastare il caro energia, in particolare attraverso una riduzione della domanda, hanno contribuito ad allentare le tensioni sui prezzi.

Andamento analogo sui principali mercati europei dell'energia elettrica: da segnalare l'eccezione del mercato iberico per via dell'entrata in vigore del cap ai prezzi gas al termoelettrico a metà giugno. Il provvedimento ha determinato un disaccoppiamento del prezzo tra questo e i mercati limitrofi, in particolare nei mesi estivi durante i quali maggiore è stato il differenziale tra il livello del cap imposto sul gas al termoelettrico (pari a 40 €/MWh) e il prezzo di mercato del gas.

In termini di volumi in Italia, sulla base delle stime preliminari di Terna nel 2022, la richiesta di energia elettrica (317 TWh) risulta leggermente inferiore allo stesso periodo del 2021 (-1,0%).

La produzione di elettricità è diminuita dell'1,2%, a fronte di un minor apporto da idroelettrico (-38% vs. 2021) ed eolico (-1,8%), solo parzialmente compensato dalla crescita del solare (+ 11,8%). È stato quindi necessario un aumento del ricorso al termoelettrico (+6,1%) per garantire la sicurezza del sistema.

Gli effetti dello scenario macro-economico e di mercato ha un impatto limitato sull'operatività della società in quanto relativa alla generazione di energia elettrica e vapore tecnologico tramite un contratto di Conto Lavorazione (tolling) in esclusiva con Eni S.p.A. e all'erogazione dei servizi di connessione, misura e trasporto.

Evoluzione del quadro normativo

I Decreti Legge Sostegni ter n. 4/2022 e 17/2022, hanno approvato rispettivamente per il primo trimestre 2022 e per il secondo trimestre 2022:

- l'azzeramento degli Oneri di Sistema per le utenze con potenza disponibile pari o superiore a 16,5 kW ad integrazione di quanto disposto dalla legge n.234 del 30 dicembre 2021 per le utenze sotto i 16,5 kW;
- il credito di imposta per le imprese energivore.

I Decreti Legge Aiuti n. 50/2022, Aiuti bis n.115/2022, Aiuti ter n.144/2022, Aiuti quater n.176/2022 hanno approvato rispettivamente per il terzo e quarto trimestre 2022:

- l'azzeramento degli Oneri di Sistema (per le utenze con potenza disponibile pari o superiore a 16,5 kW ad integrazione di quanto disposto da legge 30 dicembre 2021, n. 234 per le utenze sotto i 16,5 kW);
- il credito di imposta per le imprese energivore.

I Decreti Legge Ucraina n. 14/2022 e n. 50/2022 hanno adottato misure volte all'aumento della disponibilità di gas e alla riduzione programmata dei consumi di gas previste dal Piano di emergenza del sistema italiano del gas naturale, a prescindere dalla dichiarazione del livello di emergenza (massimizzazione generazione a carbone e olio combustibile). In particolare, Terna ha predisposto un programma di massimizzazione per l'impiego di impianti di generazione elettrica con potenza maggiore di 300 MW che utilizzano carbone o olio combustibile.

Con riferimento al procedimento avviato con la deliberazione 323/2021 di ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato n. 4346/2021, n. 4347/2021 e n. 4348/2021 in materia di erogazione del servizio di dispacciamento alle utenze connesse ai Sistemi di Distribuzione Chiusi, l'Autorità ha posticipato il termine di durata del procedimento:

- con la delibera 27/2022/R/eel alla data del 30 aprile 2022;
- e successivamente con la delibera 198/2022/R/eel al 31 luglio 2022.

Con la delibera 83/2022/R/eel l'Autorità ha apportato modifiche ed integrazioni urgenti alla deliberazione 363/2019/R/eel, in relazione alla metodologia per la determinazione del prezzo di esercizio di cui all'articolo 9 della deliberazione ARG/elt 98/11, per tenere conto, tra l'altro, degli effetti sui mercati derivanti dalla crisi internazionale in corso.

Con la delibera 132/2022/R/eel l'Autorità, alla luce dell'attuale contesto, ha rivisto alcuni elementi dello schema incentivante adottato con la deliberazione 597/2021/R/eel, al fine di favorire l'adozione di tutte le misure necessarie a minimizzare i costi di dispacciamento e i conseguenti corrispettivi pagati dei clienti finali e ad aumentare le risorse disponibili per il dispacciamento a vantaggio della sicurezza del sistema. Allo scopo, il provvedimento rimuove i valori massimi dei premi e delle penalità attualmente previsti per Terna e riduce la percentuale dei risparmi che possono essere trattenuti da Terna come premio.

Con la delibera 232/2022/R/eel l'Autorità ha completato la regolazione tariffaria dell'energia reattiva sulle reti elettriche di media e bassa tensione, prevedendo l'entrata in vigore dei corrispettivi per energia reattiva immessa al giorno 1 aprile 2023 e decidendo misure di informazione ai clienti finali.

Con la delibera 281/2022/R/eel l'Autorità ha disposto la proroga fino al 31 dicembre 2022 dei vigenti corrispettivi tariffari per l'energia reattiva applicabili per clienti finali e reti elettriche in alta e in altissima tensione.

Con la delibera 285/2022/R/eel l'Autorità ha approvato l'Allegato A78 al Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di Terna in materia di algoritmi di misura per il calcolo dell'energia elettrica prelevata per i consumi relativi ai servizi ausiliari di generazione e nel caso

dell'energia elettrica prelevata e successivamente re-immessa in rete dai sistemi di accumulo (energia immessa negativa) e apporta alcune modifiche alla deliberazione 109/2021/R/eel.

Con la delibera 329/2022/R/eel l'Autorità, in ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato n. 4346/2021, n. 4347/2021 e n. 4348/2021, ha concluso il procedimento avviato con la deliberazione 323/2021/R/eel definendo le modalità di erogazione del servizio di dispacciamento alle utenze connesse ai Sistemi di Distribuzione Chiusi. Con la delibera l'Autorità ha confermato quanto precedentemente disposto dalla delibera 539/15 per cui ai clienti connessi ai Sistemi di Distribuzione Chiusi si applicano le stesse modalità di allocazione degli oneri di dispacciamento previsti per i clienti connessi alla rete pubblica.

Con la delibera 472/2022/R/eel l'Autorità ha integrato la disciplina regolatoria definita dalla deliberazione 109/2021/R/eel in materia di erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento all'energia elettrica prelevata dalla rete e destinata all'accumulo per la re-immissione in rete e ai servizi ausiliari di generazione. In particolare, il presente documento per la consultazione ha definito:

- i principi e le modalità di determinazione delle penali nel caso di superamento del valore del 110% della potenza dichiarata per i servizi ausiliari e/o per il funzionamento in assorbimento dei sistemi di accumulo;
- la procedura per la sostituzione delle apparecchiature di misura ai fini della rilevazione oraria dei dati di misura dell'energia elettrica funzionali al calcolo dell'energia prelevata per la successiva immissione in rete.

Con la delibera 556/2022/R/eel l'Autorità ha modificato il Testo Integrato Sistemi di Distribuzione Chiusi (TISDC) al fine di attuare quanto disposto dal decreto legislativo 210/21 in materia di realizzabilità di nuovi SDC e di modifica all'ambito territoriale degli SDC esistenti.

Con la delibera 603/2022/R/eel l'Autorità ha approvato la proposta di Terna per l'implementazione delle procedure concorsuali di assegnazione degli strumenti di copertura contro il rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto, per l'anno 2023.

Con la delibera 691/2022/R/eel l'Autorità ha formulato, al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e ai sensi dell'articolo 2, comma 4, del decreto ministeriale 21 ottobre 2022, il parere in merito alla Proposta di regolamento di Terna per l'approvvigionamento, tramite procedura competitiva, di un servizio di riduzione del consumo elettrico prestato da clienti finali per il tramite di carichi industriali offerti per il servizio di interrompibilità elettrica. Si prevede che, come consentito dall'articolo 3, comma 3, del decreto ministeriale 21 ottobre 2022, i costi derivanti dalla procedura sopra richiamata siano coperti tramite il corrispettivo uplift in subordine e in via residuale rispetto a eventuali fonti di finanziamento a valere sulla fiscalità generale.

Con la delibera 702/2022/R/eel l'Autorità ha proposto, previa consultazione, un aggiornamento del regolamento UVAM e della procedura relativa all'approvvigionamento a termine delle risorse di bilanciamento offerte dalle UVAM.

Contestualmente, è stata prorogata la vigente regolazione relativa all'approvvigionamento a termine di risorse di bilanciamento per il tramite di UVAM fino alla data da cui avranno effetti le modifiche.

L'Autorità ha previsto altresì che Terna, in relazione al periodo tra il giorno 1 gennaio 2023 e la data di inizio dell'applicazione del nuovo regolamento UVAM nonché della nuova procedura di approvvigionamento a termine di risorse di bilanciamento tramite UVAM, possa utilizzare la vigente procedura per l'approvvigionamento a termine, esclusivamente per prodotti mensili.

Con la delibera 712/2022/R/eel l'Autorità ha proseguito il percorso di aggiornamento della regolazione tariffaria dell'energia reattiva, prevedendo in particolare l'introduzione di corrispettivi per immissioni di energia reattiva in alta e in altissima tensione a partire dal giorno 1 aprile 2023, e dispone successive azioni funzionali a tale regolazione.

Governance

Enipower S.p.A.

Società per Azioni con sede legale in San Donato Milanese – Milano

Piazza Vanoni, 1

Capitale Sociale euro 200.000.000 i.v.

Registro imprese di Milano-Monza-Brianza-Lodi

R.E.A. Milano n. 1600596

Codice fiscale e Partita IVA n. 12958270154

Società soggetta all'attività di direzione coordinamento dell'Eni S.p.A.

La società è amministrata da un Consiglio di Amministrazione i cui membri, di seguito elencati, resteranno in carica fino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2024:

Francesco Giunti	Presidente
Marino Rita	Amministratore Delegato
Hannelore Rocchio	Consigliere
Baena Zoccola Alvaro	Consigliere
Sberlati Richard Salvatore	Consigliere

Il Collegio Sindacale è così composto:

Michele Casò	Presidente
Cinzia Cravagna	Sindaco effettivo
Sara Anita Speranza	Sindaco effettivo
Luca Bertoli	Sindaco supplente
Giulia De Martino	Sindaco supplente

I membri del Collegio Sindacale resteranno in carica fino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2022.

La società, nell'Assemblea del 21 aprile 2022, ha approvato, sulla base della proposta motivata del Collegio Sindacale di Enipower S.p.A. relativa al conferimento dell'incarico di revisione legale per il triennio 2022-2024, l'incarico di revisione legale dei conti per gli esercizi 2022, 2023 e 2024 alla PricewaterhouseCoopers S.p.A..

Salute, ambiente, sicurezza e qualità

Nel corso del 2022 sono state svolte le attività finalizzate al mantenimento delle registrazioni EMAS e delle certificazioni del sistema di gestione di salute e sicurezza (ISO 45001:2018), ambiente (ISO 14001:2015) ed energia (ISO 50001:2018) a copertura di tutte le attività e siti produttivi di Enipower. La protezione dell'ambiente è perseguita in un'ottica di gestione sostenibile, con particolare riguardo alla tutela e salvaguardia delle matrici ambientali e al miglioramento dell'efficienza energetica.

Tutte le centrali termoelettriche di Enipower sono dotate di Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) e pertanto sono oggetto di periodici sopralluoghi da parte degli Enti Competenti, tra cui l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale e le Agenzie Regionali per la Protezione dell'Ambiente, che ne verificano il rispetto dei Piani di Monitoraggio e Controllo in merito alle prescrizioni ambientali. Nel corso del 2022 sono state oggetto di controlli ordinari da parte degli Enti Competenti le centrali di Brindisi e Ravenna.

Nel corso del 2022 sono stati completati due progetti di ottimizzazione energetica: in particolare è stato installato un sistema di azionamento a giri variabili sui ventilatori delle torri di raffreddamento di Ferrera Erbognone, che consentirà di ridurre i consumi energetici, ed è stata allacciata alla centrale di cogenerazione di Bolgiano la rete teleriscaldamento A2A Calore e Servizi per alimentare con calore cogenerato e quindi a basso impatto ambientale, il sistema di distribuzione calore di Milano Sud-Est; sono inoltre proseguite analisi di fattibilità tecnico-economica per interventi di efficientamento energetico e di recupero calore.

Nell'ambito della partecipazione al quarto periodo di adempimento del Sistema Europeo di Emission Trading relativo allo scambio di quote di emissione di CO₂ ai sensi della Direttiva 2003/87/CE, la società nel 2022 ha ottenuto, nei tempi previsti, la certificazione delle emissioni dell'anno 2021 per tutte le proprie centrali da parte dell'ente di certificazione e conseguito la conformità con la restituzione delle quote per l'anno 2021.

Le emissioni di CO₂ per l'anno 2022, soggette a regolamento Emission Trading System, sono state complessivamente pari a 6.894.198 quote. Per il Piano di Bilanciamento 2022 la società ha potuto disporre di 18.491 quote gratuite di CO₂, così come previsto dalle ultime delibere ministeriali. A dicembre 2022 sono state acquistate 4.474.688 quote di CO₂. Le restanti quote di CO₂ che andranno a coprire l'intera restituzione delle quote 2022 saranno acquistate entro il 30 aprile 2023.

Le performance ambientali sono pubblicate nella dichiarazione ambientale ai sensi del regolamento EMAS.

Nel corso del 2022 non si sono registrati infortuni sul lavoro sia per dipendenti sia per contrattisti, confermandosi ai massimi livelli nella promozione della cultura della sicurezza.

In ottica di potenziamento del fattore umano come barriera all'accadimento di eventi incidentali, l'iniziativa denominata "Team Commitment" è stata avviata presso lo stabilimento di Bolgiano. Tale iniziativa è già in corso presso Enipower Mantova in integrazione con il progetto "Insieme per Noi", che prevede sopralluoghi congiunti tra HSE e funzioni tecniche al fine di potenziare ulteriormente l'attenzione alle tematiche HSE in campo, attraverso un rafforzamento del coinvolgimento diretto dei dipendenti su tali tematiche.

È stato, inoltre, dato avvio presso la sede al progetto "HSE Personal Commitment", un'applicazione sviluppata da Eni allo scopo di promuovere i valori e il commitment sui temi HSE da parte del Top Management.

Nell'ambito del processo di Digital Transformation di Eni, nel corso del 2022 è proseguita l'estensione del sistema degli Smart DPI, già entrato in produzione gli anni precedenti per il personale Enipower presso gli stabilimenti di Ferrera Erbognone e Ravenna, con l'avvio della sperimentazione del medesimo sistema su alcuni contrattisti a Ferrera Erbognone, propedeutico all'estensione massiva per i prossimi anni.

Nell'anno, inoltre, è stata completata con successo l'estensione del sistema "IRSI", sperimentato nel sito di Ferrera Erbognone nel 2021, a un campione pilota degli interruttori presenti presso tutti gli altri siti

Enipower. IRSI è un software di riconoscimento delle immagini che consente, tramite smartphone/tablet fornito in dotazione al personale, di identificare correttamente i dispositivi elettrici, come ad esempio gli interruttori, e fornire ausilio nell'esecuzione delle manovre elettriche, indicando, tramite realtà aumentata, la sequenza delle azioni da compiere e fornendo conferma dell'avvenuta esecuzione.

Si segnalano, infine: (i) l'adozione dell'applicativo Eni "Safety Pre-Sense", un software che sfrutta le potenzialità del machine learning e degli algoritmi predittivi per intercettare automaticamente condizioni di rischio ricorrenti, analizzando gli eventi HSE rendicontati sull'applicativo societario "Indaco"; (ii) l'adozione dell'app "HSEni", che consente di inviare segnalazioni di condizioni pericolose HSE tramite i dispositivi mobili in dotazione al personale operativo.

In ambito sicurezza di processo sono proseguite le attività di revisione degli studi Hazop dei cicli combinati di flotta e l'esecuzione degli studi Natech volti ad analizzare gli impatti di eventi naturali sugli impianti.

In ambito salute, a seguito della pandemia di Covid-19, gli stabilimenti di Enipower, in coerenza alle prescrizioni contenute nei provvedimenti approvati dal Governo e alle linee guida Eni, hanno adottato uno specifico piano di risposta all'emergenza sanitaria.

Grande attenzione è stata rivolta alle attività di promozione della salute. La "Campagna vaccinazioni Antinfluenzali" annuale ha raccolto nel 2022 una significativa adesione da parte dei dipendenti.

Nel secondo semestre del 2022, tramite la collaborazione con FitPrime, è stato organizzato il primo di un ciclo di Workshop online "Stay Active!" per sensibilizzare i lavoratori sull'utilità per la propria salute del rimanere fisicamente attivi. Verranno organizzate altre edizioni per permettere la partecipazione al resto dei dipendenti.

Nel corso del 2022 è stato pubblicato il Report di Sostenibilità per l'anno 2021.

Ricerca scientifica e tecnologica

La società non dispone di strutture proprie dedicate all'attività di ricerca scientifica e tecnologica che può, però, eseguire in outsourcing.

Rapporti con le Comunità

Si segnala che è in vigore una convenzione con il Comune di Ferrera Erbognone che prevede il finanziamento di interventi di promozione dell'efficienza energetica da realizzare nel Comune a beneficio del territorio e dei suoi abitanti, in un'ottica di miglioramento continuo della sostenibilità ambientale.

Andamento operativo

Generazione e vendita

Nel 2022 la società ha prodotto energia elettrica, al netto degli autoconsumi, per 16.119 gigawattora (16.176 gigawattora nel 2021). La minor produzione di energia elettrica rispetto all'esercizio precedente è riconducibile alla diversa attività di manutenzione, alla modulazione e alle differenti fermate opportunistiche.

La produzione di vapore per usi industriali è stata di 4.245 migliaia di tonnellate, in diminuzione rispetto al 2021 (4.452 migliaia di tonnellate).

Il grado di utilizzo della capacità produttiva degli impianti, calcolato sulla potenza termica (inclusi gli impianti tenuti a "riserva fredda"), è stato mediamente del 57,1%.

Principali dati operativi e di sostenibilità		2020	2021	2022
Capacità produttiva installata	(megawatt)	3.475	3.475	3.475
Produzione di energia elettrica ¹	(gigawattora)	15.656	16.176	16.119
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	4.679	4.452	4.245

(1) Per le centrali di Brindisi, Bolgiano, Ferrera Erbognone e Ravenna che operano in Tolling si intende quantitativi di energia elettrica/vapore al netto di autoconsumi e perdite di rete.

Investimenti tecnici

Investimenti in immobilizzazioni materiali

Nel 2022 gli investimenti in immobilizzazioni materiali della società ammontano a 115.610 migliaia di euro (73.537 migliaia di euro nel 2021). Gli investimenti hanno riguardato:

- all'avanzamento del progetto destinato allo sviluppo e all'installazione di due nuove turbine "Peakers" presso il sito di Ravenna per 47.440 migliaia di euro;
- l'acquisto di palette e l'attività di ricondizionamento delle turbine a gas (38.915 migliaia di euro);
- le iniziative destinate a garantire l'operatività, l'upgrading e l'efficienza energetica degli impianti per 29.255 migliaia di euro. Tra i principali interventi si annoverano nel sito di Ravenna il progetto per l'installazione di una nuova caldaia, il revamping dei sistemi di controllo e i ricambi strategici per la turbina a gas.

Investimenti in immobilizzazioni immateriali e finanziarie

Nel 2022 non sono stati effettuati investimenti in immobilizzazioni immateriali e finanziarie.

Risorse umane

Al 31 dicembre 2022 i dipendenti a ruolo della società sono 310 (304 al 31 dicembre 2021). I dipendenti distaccati presso Enipower da altre società del Gruppo sono 9, i dipendenti di Enipower in distacco presso altre società del Gruppo sono 1.

La ripartizione dei dipendenti per qualifica contrattuale è la seguente:

DIPENDENTI A RUOLO FINE PERIODO (per qualifica)	2020	2021	2022	Var. ass.
DIRIGENTI	7	5	5	
QUADRI	57	55	57	2
IMPIEGATI	177	173	173	
OPERAI	66	71	75	4
TOTALE	307	304	310	6

Con riferimento al personale a ruolo, nel corso dell'anno si sono verificati i seguenti movimenti:

- 6 risorse sono state trasferite da altre società del gruppo Eni;
- 15 risorse sono state assunte con contratto a tempo indeterminato;
- 4 risorse sono state assunte con contratto di apprendistato;
- 4 risorse sono state assunte con contratto a tempo determinato;
- 8 risorse si sono dimesse;
- 6 risorse sono uscite con risoluzione consensuale;
- 7 risorse sono uscite con contratto di espansione;
- 2 risorse sono state trasferite ad altre società del gruppo Eni.

Si segnala che:

- 4 risorse sono passate da contratto di apprendistato a contratto a tempo indeterminato;
- 4 risorse sono passate da contratto a tempo determinato a tempo indeterminato.

Nel 2022, a livello organizzativo, non si evidenziano discontinuità rispetto all'anno precedente, fatta eccezione per la nomina del nuovo Amministratore Delegato con decorrenza 25 luglio 2022.

E' proseguita l'azione di coordinamento delle attività di definizione, aggiornamento e sviluppo del sistema organizzativo, del sistema dei poteri (procure e deleghe) e del sistema normativo. Con riferimento a questo ultimo punto, sono continuate a livello societario le attività di analisi, recepimento e successiva implementazione degli strumenti normativi emessi da Eni spa (Management System Guidelines - MSG), oltre che le attività di sviluppo e aggiornamento dei documenti normativi societari (procedure, istruzioni operative).

Commento ai risultati

Conto economico

2020	(migliaia di euro)	2021	2022	Var. ass.	Var. %
452.942	Ricavi della gestione caratteristica	878.923	907.502	28.579	3,3
23.245	Altri ricavi e proventi	5.369	1.571	(3.798)	(70,7)
476.187	Ricavi	884.292	909.073	24.781	2,8
(268.722)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(696.658)	(722.117)	(25.459)	(3,7)
(10)	Riprese di valore (svalutazioni nette) di crediti commerciali e altri crediti	(662)	(54)	608	91,8
(26.904)	Costo lavoro	(27.815)	(29.864)	(2.049)	(7,4)
(61.568)	Ammortamenti	(62.088)	(76.340)	(14.252)	(23,0)
6.657	Riprese di valore (svalutazioni nette) di attività materiali	(1.106)	(32.364)	(31.258)	(2.826,2)
(58)	Radiazioni	(693)	(274)	419	60,5
125.582	Utile operativo	95.270	48.060	(47.210)	(49,6)
(1.646)	Proventi (oneri) finanziari netti	(2.598)	(1.799)	799	30,8
18.684	Proventi netti su partecipazioni	24.912	77.850	52.938	(212,5)
142.620	Utile prima delle imposte	117.584	124.111	6.527	5,6
(36.449)	Imposte sul reddito	(26.139)	(12.707)	13.432	51,4
(25,6)	Tax rate (%)	(22,2)	(10,2)	12,0	
106.171	Utile netto	91.445	111.404	19.959	21,8

Utile Operativo

Nel 2022 la società ha registrato un utile operativo di 48.060 migliaia di euro. L'utile operativo evidenzia un risultato inferiore a quello registrato nell'esercizio precedente per 47.210 migliaia di euro. La variazione negativa deriva da:

- -3,4 milioni di euro derivanti dall'attività di Conto Lavorazione. La diminuzione è riconducibile ai minori margini dell'attività di MSD rispetto al Capacity Market del 2022 (-14 milioni di euro); alla componente bonus/malus disponibilità, sbilanciamenti ed efficienza (-7,9 milioni di euro); alla minore efficienza registrata nei costi operativi (-3,9 milioni di euro); ai minori ricavi per ordini sul mercato MSD (-2,1 milioni di euro) al netto di crediti d'imposta relativi ai costi di energia elettrica sostenuti (+0,3 milioni di euro). Tali effetti negativi sono parzialmente bilanciati dalla maggiore remunerazione del capitale investito (24,2 milioni di euro);
- -1,3 milioni di euro per maggiori costi principalmente riferiti all'accantonamento al fondo rischi e oneri ambientali per il trattamento di bonifica di acque di falda presso lo stabilimento di Brindisi;
- +2,5 milioni di euro derivante dall'attività di gestione delle Reti Interne di Utenza. La variazione positiva è riconducibile all'applicazione delle tariffe "piene" nel 2022, alla maggiore quantità di energia elettrica venduta e ai minori costi operativi (+7,1 milioni di euro). Tali effetti sono bilanciati dai minori ricavi previsti a seguito della delibera 329/2022/R/eel (-4,6 milioni di euro);
- +0,1 milioni di euro derivanti dall'attività di vendita di acque industriali.

L'effetto negativo degli ammortamenti e delle svalutazioni è pari a -45,5 milioni di euro. L'aumento degli ammortamenti è causato principalmente da maggiori investimenti effettuati durante l'esercizio (-14,3 milioni di euro) e l'incremento delle svalutazioni per un totale di 31,3 milioni di euro ha riguardato le risultanze dell'impairment test effettuato sulle immobilizzazioni materiali e la svalutazione delle palette dei Gruppi CC1 e CC3 a Brindisi in seguito a guasti macchina.

Risultato netto

Nel 2022 il risultato netto evidenzia un utile di 111.404 migliaia di euro che riflette il peggioramento del risultato operativo (-47.210 migliaia di euro) più che compensato dai maggiori proventi da partecipazioni

(+52.938 migliaia di euro), da minori imposte dell'esercizio (+13.432 migliaia di euro) e da un miglioramento della gestione finanziaria (+799 migliaia di euro).

Analisi delle voci del conto economico

Ricavi

Nel 2022 la società ha registrato ricavi nella gestione caratteristica per 907.502 migliaia di euro in aumento di 28.579 migliaia di euro rispetto al 2021 (878.923 migliaia di euro nel 2021).

I ricavi dell'esercizio sono essenzialmente così composti:

- 872.409 migliaia di euro (846.260 migliaia di euro nel 2021) per l'attività di Conto Lavorazione con Eni, determinati sulla base del nuovo contratto di Conto Lavorazione entrato in vigore con decorrenza 1 gennaio 2022;
- 17.522 migliaia di euro per l'erogazione di servizi di connessione, misura e trasporto (20.836 migliaia di euro nel 2021). Con la delibera 329/2022/R/eel l'Autorità ha equiparato le RIU (Reti Interne di Utente) alla rete di distribuzione pubblica e reintrodotta retroattivamente da agosto 2021 gli oneri di dispacciamento a carico degli utenti connessi alle RIU, annullando di fatto gli effetti della delibera n. 323/2021. La società, pertanto, ha presentato ricorso al Consiglio di Stato alla delibera 329/2022/R/eel. In attesa dell'esito del ricorso si è prudenzialmente provveduto a stanziare in bilancio verso i clienti note credito di conguaglio relative all'anno 2021 per 4.555 migliaia di euro e all'anno 2022 per 5.803 migliaia di euro;
- 5.739 migliaia di euro per cessione di certificati bianchi relativi allo stabilimento di Bolgiano e 4.104 migliaia di euro per cessione certificati verdi a Eni relativi al sito di Brindisi;
- 2.345 migliaia di euro (1.657 migliaia di euro nel 2021) dalla vendita di acque industriali.

Gli altri ricavi per 1.571 migliaia di euro (5.369 migliaia di euro nel 2021) si riferiscono principalmente a proventi da cessione di diritti di emissione per 623 migliaia di euro, a ricavi per vendita rottami e vendita di materiali a magazzino per 283 migliaia di euro e al recupero di crediti completamente svalutati per 149 migliaia di euro. La riduzione rispetto al 2021 (-3.798 migliaia di euro) è principalmente riconducibile a minori ricavi per proventi da cessione di diritti di emissione per 2.743 migliaia di euro e alla plusvalenza realizzata nel 2021 per 904 migliaia di euro realizzata per la vendita di cespiti a SEF per la riparazione del guasto del trasformatore elevatore TRM2 del Ciclo Combinato 2.

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Nel 2022 la società ha sostenuto costi per 722.117 migliaia di euro in aumento di 25.459 migliaia di euro rispetto al 2021 (698.658 migliaia di euro nel 2021). L'aumento è principalmente riconducibile a maggiori costi per acquisti di energia elettrica e utilities per 16.098 migliaia di euro e ai maggiori costi per oneri associati all'acquisto di emission rights per 6.892 migliaia di euro.

I costi dell'esercizio sono principalmente così articolati:

- 591.841 migliaia di euro (584.949 migliaia di euro nel 2021) per gli oneri associati all'acquisto di emission rights;
- 53.314 migliaia di euro (37.216 migliaia di euro nel 2021) per acquisti di energia elettrica e utilities;
- 46.415 migliaia di euro (57.436 migliaia di euro nel 2021) per materiali e prestazioni di manutenzione;
- costi verso Eni per servizi di supporto al business per 16.356 migliaia di euro (14.706 migliaia di euro nel 2021);
- costi per altri servizi di carattere operativo tra cui servizi ambientali, vigilanza, depurazione acque, pulizia, facchinaggio e smaltimento rifiuti per 7.724 migliaia di euro;
- riaddebiti per servizi manageriali prestati alle società controllate Enipower Mantova (3.412 migliaia di euro) e SEF (3.455 migliaia di euro);

- 2.604 migliaia di euro (1.228 migliaia di euro nel 2021) per costi assicurativi;
- oneri per l'Imposta Municipale sugli Immobili di 1.021 migliaia di euro (stesso valore nel 2021);
- costi sostenuti per l'emergenza Covid-19 per 339 migliaia di euro (381 migliaia di euro nel 2021);
- l'utilizzo a fronte oneri del fondo rischi e oneri ambientali di 470 migliaia di euro relativo alla bonifica di acque di falda presso lo stabilimento di Brindisi per i costi sostenuti nell'anno.

Tra gli accantonamenti netti a fondi rischi e oneri figura l'accantonamento al fondo rischi e oneri ambientali di 1.659 migliaia di euro relativo a maggiori costi che si prevedono di sostenere nel prossimo futuro per il trattamento di bonifica di acque di falda presso lo stabilimento di Brindisi.

Riprese di valore (svalutazioni nette) di crediti commerciali e altri crediti

Nel 2022 il fondo svalutazione crediti commerciali si è decrementato per 1.207 migliaia di euro in seguito allo stralcio di crediti per passaggi a perdita per la chiusura di una procedura fallimentare per 1.261 migliaia di euro parzialmente compensato dall'accantonamento dell'esercizio per 54 migliaia di euro.

Costo lavoro

Nel 2022 il costo lavoro sostenuto dalla società è stato di 29.864 migliaia di euro (27.815 migliaia di euro nel 2021) in aumento di 2.049 migliaia di euro. L'aumento è riconducibile principalmente alle variazioni intervenute nel numero di dipendenti e nella composizione del personale per qualifica contrattuale e ai maggiori costi sostenuti per esodi agevolati.

Ammortamenti

Nel 2022 gli ammortamenti sono stati di 76.340 migliaia di euro (62.088 migliaia di euro nel 2021). Gli ammortamenti sono relativi per 74.721 migliaia di euro alle immobilizzazioni materiali, 44 migliaia di euro alle immobilizzazioni immateriali e per 1.575 migliaia di euro ai diritti di utilizzo di attività in leasing.

Riprese di valore (svalutazioni nette) di attività materiali

Nel 2022 in seguito alle risultanze dell'impairment test effettuato sulle immobilizzazioni materiali si è effettuata la svalutazione di valore netta di cespiti per 28.601 migliaia di euro. Si evidenziano una svalutazione di valore di 11.505 migliaia di euro sulla Cash Generating Unit di Brindisi, una svalutazione di valore di 6.135 migliaia di euro sulla Cash Generating Unit di Ferrera Erbognone, una svalutazione di 17.543 migliaia di euro sulla Cash Generating Unit di Ravenna e una ripresa di valore di 6.582 migliaia di euro sulla Cash Generating Unit costituita dalle nuove turbine "Peakers" a Ravenna, oggetto di svalutazione per 19.529 migliaia di euro nel 2021.

Inoltre, nel quarto trimestre 2022 in seguito ai danni verificatesi per eventi accidentali presso il sito Brindisi riguardanti gli impianti CC1 e CC2 si è proceduto alla svalutazione dei componenti non più utilizzabili nel processo produttivo per 3.763 migliaia di euro.

Radiazioni

Le radiazioni di 274 migliaia di euro si riferiscono all'eliminazione da libro cespiti del valore residuo del deposito temporaneo rifiuti di Ravenna, oggetto di demolizione per la costruzione dei Peakers.

Proventi (oneri) finanziari netti

Nel 2022 la società ha sostenuto oneri finanziari netti per 1.799 migliaia di euro in aumento di 799 migliaia di euro rispetto al 2021 (2.598 migliaia di euro). Il saldo della gestione finanziaria si articola principalmente in: il dettaglio non fa il totale infatti si dice principalmente

- 328 migliaia di euro relativi a interessi passivi sui depositi a breve termine nei confronti di Eni (1.794 migliaia di euro nel 2021);
- 268 migliaia di euro relativi a interessi passivi per debiti finanziari per leasing (523 migliaia di euro nel 2021);
- 296 migliaia di euro relativi a commissioni sulla giacenza media dei conti correnti presso Eni (223 migliaia di euro nel 2021);
- 1.789 migliaia di euro riferiti a differenze passive nette di cambio;
690 migliaia di euro per proventi da strumenti derivati su cambi per la realizzazione di due nuove turbine Peakers a Ravenna;
- 150 migliaia di euro per proventi relativi all'attualizzazione dei fondi rischi e oneri ambientali;
- 83 migliaia di euro per interessi attivi su conti corrente nei confronti di Eni.

Proventi netti su partecipazione

Nel 2022 la società ha registrato proventi da partecipazione distribuiti da Enipower Mantova per 77.850 migliaia di euro (24.913 migliaia di euro nel 2021). SEF non ha distribuito dividendi nel 2022 così come nel 2021.

Imposte sul reddito

La gestione fiscale ammonta a 12.707 migliaia di euro (26.139 migliaia di euro nel 2021, di cui imposte correnti per 25.174 migliaia di euro e oneri per fiscalità differita per 965 migliaia di euro) e comprende imposte correnti Ires e Irap per 23.843 migliaia di euro e minori oneri per la fiscalità differita per 11.136 migliaia di euro.

Stato patrimoniale riclassificato

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa, suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Lo schema proposto consente di individuare le fonti di finanziamento e gli impieghi delle stesse in capitale immobilizzato e in quello di esercizio.

Stato Patrimoniale riclassificato ^(a) ^(b)

(migliaia di euro)	31.12.2021	31.12.2022	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	748.589	755.804	7.215
Attività immateriali	132	88	(44)
Diritto di utilizzo di attività in leasing	16.181	15.122	(1.059)
Partecipazioni	179.153	180.177	1.024
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		75	75
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(23.528)	(52.014)	(28.486)
	920.527	899.252	(21.275)
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	22.976	22.808	(168)
Crediti commerciali	277.401	308.437	31.036
Debiti commerciali ^(b)	(279.179)	(334.018)	(54.839)
Passività tributarie nette	(46.945)	(33.685)	13.260
Fondi per rischi e oneri	(7.490)	(8.550)	(1.060)
Altre a (passività) d'esercizio	(9.245)	(8.820)	425
	(42.482)	(53.828)	(11.346)
Fondi per benefici ai dipendenti	(4.465)	(3.587)	878
Attività e passività destinate alla vendita			
CAPITALE INVESTITO NETTO	873.580	841.837	(31.743)
PATRIMONIO NETTO	1.117.889	884.500	(233.389)
Indebitamento finanziario netto	(244.309)	(42.663)	201.646
COPERTURE	873.580	841.837	(31.743)

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

(b) L'importo comprende i debiti commerciali a breve termine e i debiti commerciali a lungo termine esposti nello schema obbligatorio nelle altre passività non correnti.

Capitale immobilizzato

Il capitale immobilizzato al 31 dicembre 2022 è pari a 899.252 migliaia di euro, in diminuzione di 21.275 migliaia di euro.

Le attività immateriali di 88 migliaia di euro (132 migliaia di euro a fine 2021) sono costituite dal software per la gestione del servizio di Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM). La società, in virtù di un contratto di servizi, si vedrà riconosciuto da Eni il valore dell'investimento e i costi operativi.

Gli immobili, impianti e macchinari al 31 dicembre 2022 sono 755.804 migliaia di euro (748.589 migliaia di euro a fine 2021) ed evidenziano un aumento di 7.215 migliaia di euro principalmente dovuto agli investimenti dell'anno per 115.610 migliaia di euro, parzialmente compensati dagli ammortamenti per 74.721 migliaia di euro e dalle svalutazioni per 32.364 migliaia di euro.

I diritti di utilizzo di attività in leasing comprendono le reti elettriche presso Brindisi e Ravenna in locazione da Versalis e Eni Rewind per 10.677 migliaia di euro, l'impianto di demineralizzazione e

finissaggio dell'acqua presso lo stabilimento di Brindisi per 4.038 migliaia di euro, le aree prese in affitto da Eni Rewind a Ravenna per la realizzazione di due nuove turbine a Ravenna (Progetto Peakers) per 157 migliaia di euro e le auto in leasing per 250 migliaia di euro.

Le partecipazioni al 31 dicembre 2022 sono pari a 180.177 migliaia di euro (179.153 migliaia di euro nel 2020). L'aumento di 1.024 migliaia di euro è riferito a: (i) l'aumento della partecipazione in Brindisi Servizi Generali di 34 migliaia di euro in seguito a versamento per aumento di capitale sociale; (ii) l'aumento della partecipazione in Ravenna Servizi Industriali per 990 migliaia di euro in seguito a delibera societaria del 19 dicembre con conseguente iscrizione del debito per partecipazioni sottoscritte da versare.

Al 31 dicembre 2022 i debiti netti relativi all'attività d'investimento ammontano a 52.014 migliaia di euro in aumento di 28.486 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2021. L'aumento è dovuto in gran parte ai debiti contratti per attività programmate di manutenzione major, per il ricondizionamento delle palette per gli impianti del sito di Brindisi per 18.796 migliaia di euro e per la realizzazione delle nuove turbine "Peakers" a Ravenna per 6.963 migliaia di euro.

Capitale di esercizio netto

Al 31 dicembre 2022 il capitale d'esercizio netto è di -53.828 migliaia di euro in aumento di 11.346 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2021 (-42.482 migliaia di euro) ed è così articolato:

- rimanenze per 22.808 migliaia di euro, in diminuzione di 168 migliaia di euro in seguito ai consumi dell'anno per attività manutentive, al netto del fondo svalutazione di 595 migliaia di euro per materiali e ricambi presenti a magazzino ma non movimentati.
- crediti commerciali per 308.437 migliaia di euro in aumento di 31.036 migliaia di euro principalmente verso Eni per le attività di Conto Lavorazione, tra cui il riaddebito di costi relativi a emission rights (211.932 migliaia di euro);
- debiti commerciali a breve e lungo termine per 334.018 migliaia di euro, in aumento di 54.839 migliaia di euro e costituiti principalmente da debiti verso il mercato per acquisto di emission rights (211.932 migliaia di euro), verso fornitori terzi (60.568 migliaia di euro) e verso la controllante Eni (56.557 migliaia di euro);
- passività tributarie nette per -33.685 migliaia di euro, in diminuzione di 13.260 migliaia di euro per effetto:
 - della diminuzione delle passività per imposte differite nette per 11.200 migliaia di euro principalmente per i rigiri dell'anno relativi all'utilizzo di imposte Ires sui cespiti;
 - della diminuzione delle passività tributarie per 109 migliaia di euro, principalmente per la variazione dei debiti verso Eni per consolidato fiscale Ires per 266 migliaia di euro;
 - dell'aumento delle attività tributarie per 1.951 migliaia di euro, riconducibile allo stanziamento del credito per imposte di periodo ai fini Irap per 718 migliaia di euro e a maggiori crediti di imposta verso l'amministrazione finanziaria per 1.233 migliaia di euro, di cui 1.007 migliaia di euro relativi a investimenti.
- fondi per rischi e oneri di 8.550 migliaia di euro (7.490 migliaia di euro a fine 2021) in aumento di 1.060 migliaia di euro per effetto principalmente dell'accantonamento al fondo oneri ambientali per 1.659 migliaia di euro relativo a maggiori costi che si prevedono di sostenere per il trattamento di bonifica di acque di falda presso lo stabilimento di Brindisi;

- altre passività nette di esercizio di -8.820 migliaia di euro (-9.700 migliaia di euro a fine 2021). Si segnalano: i) nelle altre passività i depositi cauzionali infruttiferi ricevuti da Eni per 3.682 migliaia di euro a titolo di garanzia conformemente a quanto stabilito dal "Codice di rete per il servizio di trasporto dell'energia elettrica" (Delibera ARERA n.268/2015 e s.m.i.) in seguito alla stipulazione del contratto di trasporto e misura nell'ambito delle Reti Interne di Utenza; ii) nelle altre attività i risconti attivi a breve termine per premi assicurativi per 2.328 migliaia di euro; (iii) nelle altre passività il fair value su strumenti finanziari derivati per 590 migliaia di euro relativo alla stipulazione del derivato di copertura su cambi per la realizzazione di due nuove turbine a Ravenna (Progetto Peakers) per le quali il fornitore ha richiesto il pagamento in dollari.

I fondi per i benefici a dipendenti di 3.587 migliaia di euro (4.465 migliaia di euro nel 2021) si riferiscono al trattamento di fine rapporto (TFR) per 2.483 migliaia di euro, al fondo integrativo sanitario dirigenti (FISDE) per 520 migliaia di euro e ad altri fondi per benefici definiti a dipendenti per 584 migliaia di euro.

Riconduzione dell'utile complessivo

(migliaia di euro)	2021	2022
Utile netto dell'esercizio	91.445	111.404
Altre componenti dell'utile complessivo:		
Componenti non riclassificabili a conto economico		
- Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti	(35)	641
- Effetto fiscale	3	(162)
Componenti riclassificabili a conto economico		
-Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	5	(399)
- Effetto fiscale		115
Totale altre componenti dell'utile complessivo, al netto dell'effetto fiscale	(27)	195
Totale utile complessivo dell'esercizio	91.418	111.599

Indebitamento finanziario netto

(migliaia di euro)	31.12.2021	31.12.2022	Var. ass.
Debiti finanziari	15.029	13.535	(1.494)
Debiti finanziari a lungo termine	12.919	11.216	(1.703)
Debiti finanziari a breve termine	2.110	2.319	209
Disponibilità liquide ed equivalenti	(259.338)	(56.198)	203.140
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa			
Indebitamento finanziario netto	(244.309)	(42.663)	201.646
Patrimonio netto	1.117.889	884.500	(233.389)
Leverage	(0,22)	(0,05)	0,17

Al 31 dicembre 2022 l'indebitamento finanziario netto ammonta a -42.663 migliaia di euro (-244.309 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) in diminuzione di 201.646 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2021.

L'indebitamento finanziario netto a lungo termine unitamente alla quota a breve di debiti finanziari a lungo è di 13.535 migliaia di euro, in decremento di 1.494 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2021 in seguito alla movimentazione dei debiti per leasing finanziario.

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono pari a 56.198 migliaia di euro, in decremento di 203.140 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre.

La diminuzione delle disponibilità è riconducibile al rimborso di capitale sociale e riserve a Eni come da delibere assembleari per 250.000 migliaia di euro e al pagamento dei dividendi agli azionisti per 95.000 migliaia di euro, fenomeni compensati dalla generazione di cassa di periodo.

Patrimonio netto

Al 31 dicembre 2022 il patrimonio netto è pari a 884.500 migliaia di euro ed è composto da: capitale sociale (200.000 migliaia di euro), riserva legale (79.461 migliaia di euro), altre riserve (493.607 migliaia di euro), utili/perdite portati a nuovo (28 migliaia di euro) e utile dell'esercizio (111.404 migliaia di euro).

Si segnala la riserva per la valutazione al fair value dei derivati di copertura pari a -291 migliaia di euro in seguito alla stipulazione del derivato di copertura su cambi per la realizzazione di due nuove turbine "Peakers" a Ravenna.

Rendiconto finanziario riclassificato

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato consente di evidenziare la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo.

Rendiconto finanziario riclassificato ^(a)

2020	(migliaia di euro)	2021	2022	Var. ass.
91.445	Utile netto	91.445	111.404	19.959
	Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:			
54.949	- ammortamenti e altri componenti non monetari	63.461	108.675	45.214
	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(904)	(11)	893
19.353	- dividendi, interessi e imposte	3.767	(64.330)	(68.097)
137	Variazione del capitale di esercizio	(23.914)	24.322	48.236
(10.323)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(7.442)	52.033	59.475
155.561	Flusso di cassa netto da attività operativa	126.413	232.093	105.680
(42.337)	Investimenti tecnici	(73.537)	(115.610)	(42.073)
	Dismissioni di attività materiali	1.500		(1.500)
	Investimenti in partecipazioni		(1.024)	(1.024)
143	Crediti finanziari strumentali all'attività operativa - disinvestimento		(75)	(75)
1.824	Altre variazioni relative all'attività di investimento	11.178	28.486	17.308
115.191	Free cash flow	65.554	143.870	78.316
(20.045)	Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa - investimento	299.947		(299.947)
	Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa - disinvestimento			
	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti			
(2.173)	Rimborso debiti per leasing	(1.751)	(2.010)	(259)
(91.943)	Flusso di cassa del capitale proprio	(163.996)	(345.000)	(181.004)
1.030	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	199.754	(203.140)	(402.894)

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

31.12.2020	(migliaia di euro)	31.12.2021	31.12.2022	Var. ass.
129.917	Free cash flow	65.554	143.870	78.316
	Altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto (iscrizione leasing finanziario)			
	Incremento debiti per leasing	(12.793)	(524)	12.269
(178)	Altre variazioni debiti per leasing	5.828	8	
(45)	Altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto			
(91.943)	Flusso di cassa del capitale proprio	(163.996)	(345.000)	(181.004)
37.751	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(105.407)	(201.646)	(96.239)

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

Nell'esercizio 2022 la società ha generato un free cash flow per 143.870 migliaia di euro risultante dalla differenza tra la cassa generata dall'attività operativa per 232.093 migliaia di euro, compensata da quella impiegata per l'attività di investimento per 88.223 migliaia di euro. L'aumento del free cash flow rispetto all'anno precedente è riconducibile ai maggiori dividendi incassati da società partecipate, dalla variazione positiva del capitale d'esercizio netto, compensata dai maggiori investimenti pagati nell'anno.

Andamento economico delle società partecipate

Nelle tabelle seguenti sono riportati il risultato operativo e il risultato netto delle principali società partecipate.

Enipower Mantova S.p.A.

	(migliaia di euro)	31.12.2021	31.12.2022	Var. ass.
Utile operativo		54.733	48.312	(6.421)
Utile netto		38.983	34.901	(4.082)

Società Enipower Ferrara Srl

	(migliaia di euro)	31.12.2021	31.12.2022	Var. ass.
Utile operativo		14.563	5.027	(9.536)
Utile netto		10.531	4.053	(6.478)

Enipower Mantova S.p.A. è stata costituita nel luglio 2000. In data 1° gennaio 2006 la società ha ricevuto in conferimento dalla controllante Enipower S.p.A. il ramo di azienda composto dalla Centrale termoelettrica di Mantova. Le quote di partecipazione al capitale sociale sono suddivise tra la controllante Enipower S.p.A. e T.E.A. S.p.A. che detengono rispettivamente l'86,5% e il 13,5% del capitale sociale. In seguito all'affitto del ramo d'azienda di Enipower S.p.A. "Attività di commercializzazione, trading e risk management", a partire dal 1° gennaio 2007, Eni è subentrata nel contratto di Conto Lavorazione in essere con Enipower Mantova S.p.A., stipulato nel 2006.

Nel 2022 Enipower Mantova ha conseguito l'utile netto di 34.901 migliaia di euro (38.983 migliaia di euro nel 2021). Si registrano un peggioramento della performance operativa rispetto all'esercizio precedente (-6.421 migliaia di euro), un miglioramento della gestione finanziaria (+240 migliaia di euro) e minori imposte di competenza dell'esercizio (+2.099 migliaia di euro).

Il 51% di Società Enipower Ferrara S.r.l. è stato acquisito nel 2002, mentre il 49% è detenuto da Axpo International S.A. Nel 2008 la società ha completato la costruzione della nuova centrale a ciclo combinato e nel luglio 2011 ha sottoscritto un contratto di Conto Lavorazione con Eni S.p.A..

Nel 2022 la società ha conseguito un utile netto di 4.053 migliaia di euro in decremento di 6.478 migliaia di euro rispetto all'anno precedente (10.531 migliaia di euro). Rispetto al 2021 si registrano principalmente un peggioramento della performance operativa (-9.536 migliaia di euro), un miglioramento della gestione finanziaria (+107 migliaia di euro) e minori imposte di competenza dell'esercizio (+2.951 migliaia di euro).

Fattori di rischio e incertezza

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati e monitorati sono i seguenti:

- (i) rischi finanziari:
 - rischio di mercato derivante dalle variazioni nei prezzi;
 - rischio tasso di interesse associato alla fluttuazione dei tassi che influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie e sul livello degli oneri finanziari netti;
 - rischio di credito rappresentato dall'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti;
 - rischio di liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni a breve termine;

- (ii) rischi legati all'attività industriale di natura esterna:
 - a. rischio normativo/regolatorio Gas & Power;
 - b. impatti legati alla complessità e all'evoluzione della Normativa HSE;
 - c. danni da eventi naturali;

- (iii) rischi legati all'attività industriale di natura strategica:
 - a. innovazione tecnologica;

- (iv) rischi legati all'attività industriale di natura operativa:
 - a. incidenti process safety e asset integrity;
 - b. indisponibilità/mancata affidabilità di impianti o asset;
 - c. infortuni a dipendenti e/o contrattisti.

I rischi finanziari sono gestiti sulla base di linee guida emanate a livello Eni con l'obiettivo di uniformare e coordinare le politiche Eni ("Linee Guida in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari") e sono descritti nelle note al bilancio.

Di seguito vengono analizzati i rischi principali legati all'attività industriale.

Rischio normativo/regolatorio Gas & Power

La società opera in un settore soggetto ad una intensa attività regolamentata. La gestione aziendale risulta, quindi, condizionata dalla costante evoluzione, non sempre prevedibile, del contesto normativo di riferimento nonché dell'introduzione nel mercato di nuove tecnologie tali da determinare forti impatti sulle attività della Società. La società in collaborazione con Eni si è dotata di un presidio di monitoraggio e mantiene un costruttivo dialogo con le istituzioni e con gli organismi deputati al governo del settore energetico. La società partecipa, inoltre, attivamente alle associazioni di categoria e ai relativi gruppi di lavoro. Per un'analisi dell'evoluzione del quadro normativo e si rinvia al paragrafo "Evoluzione del quadro normativo".

Rischi in ambito HSE

Le attività industriali svolte dalla società sono soggette al rispetto delle norme e dei regolamenti a tutela della salute, della sicurezza e dell'ambiente vigenti all'interno del territorio italiano, comprese le leggi che adottano protocolli o convenzioni internazionali. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per adempiere a tali obblighi costituiscono una voce di costo significativa. La violazione delle norme vigenti comporta sanzioni di natura penale e/o civile a carico dei responsabili e, in specifici casi di violazione della normativa sulla salute, sulla sicurezza e sull'ambiente, sanzioni a carico della società (compresa la possibile revoca delle autorizzazioni), in base a quanto previsto dal modello europeo di responsabilità dell'impresa recepito integralmente anche in Italia con il D.Lgs. 121/11. Tale decreto estende la disciplina della responsabilità amministrativa delle società ai reati in materia ambientale. Per la tutela dell'ambiente, le norme prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze

inquinanti in aria, acqua e suolo e la corretta gestione dei rifiuti prodotti, oltre alla conservazione degli habitat, imponendo ai gestori prescrizioni sempre più rigorose e stringenti in termini di misure di prevenzione e riduzione dell'inquinamento. Per quanto riguarda la tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, la normativa italiana ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione del personale. La società ha adottato sistemi di gestione che tengono conto delle specificità dei siti produttivi, delle attività ivi svolte e della costante evoluzione dei processi aziendali. Con riferimento alla gestione della pandemia la società si è dotata di specifici piani di risposta all'emergenza sanitaria predisposti in coerenza alle prescrizioni contenute nei provvedimenti governativi. Per l'analisi delle attività della società inerenti la gestione delle tipologie di rischio sopraindicate si rinvia al precedente paragrafo "Salute, sicurezza, ambiente e qualità".

Rischio danni da eventi naturali

Il rischio è relativo a danni ad asset, attività e persone causati da eventi naturali sempre più frequenti. La principale azione di mitigazione consiste nell'adozione di piani di emergenza interni specifici.

Inoltre, la società sta effettuando gli studi Natech per studiare la probabilità di danni da eventi naturali e le azioni di miglioramento derivanti.

Rischio di natura operativa e strategica

Nell'ambito dei rischi d'impresa, la società è sottoposta al rischio derivante da possibili danni e guasti ai propri impianti. La responsabilità dell'esercizio e della corretta manutenzione degli impianti è operata in modo da assicurare gli ammodernamenti e gli interventi necessari per garantire sia l'affidabilità che la massima efficienza produttiva. La salvaguardia degli impianti si basa su piani di manutenzione programmata e di revisione periodica degli stessi. L'efficacia e la qualità di tali piani viene garantita da contratti di servizio stipulati con le imprese costruttrici.

Al fine di mitigare i rischi derivanti dall'indisponibilità e interruzione della produzione degli impianti sono attive politiche relative alle attività di manutenzione preventiva e predittiva, di asset integrity e di monitoraggio degli scostamenti dalle performance ottimali codificate; tali politiche, allineate alle MSG (Management System Guidelines) di Eni, sono continuamente aggiornate dalle unità dedicate della funzione Produzione e Servizi Tecnici di Enipower, che ne coordinano e monitorano la puntuale applicazione. Inoltre, a livello preventivo, viene svolta un'attività di studio e analisi degli interventi di manutenzione finalizzata al miglioramento dell'affidabilità, dell'efficienza e della flessibilità degli impianti ed è stata adottata una politica assicurativa volta a mitigare i danni causati da eventuali guasti.

In aggiunta al rischio di interruzione dell'operatività degli impianti, si segnala il rischio del possibile spiazzamento associato all'evoluzione del progresso tecnico, che renderebbe tecnologicamente obsoleti gli impianti della società. Al fine di mitigare il possibile spiazzamento associato all'evoluzione del progresso tecnico sono state istituite apposite unità organizzative presso le competenti funzioni di Eni responsabili del monitoraggio dello sviluppo tecnologico e delle nuove applicazioni in ambito industriale.

Evoluzione prevedibile della gestione

La gestione continua ad essere finalizzata all'efficacia e all'efficienza operativa degli impianti migliorandone l'affidabilità e la flessibilità, ponendo sempre maggior attenzione ai temi legati alla salute, sicurezza e ambiente. Tra le iniziative di investimento presenti nel piano strategico si segnalano: l'acquisto dei ricambi per le palette e le attività di manutenzione dei cicli combinati, l'installazione presso il sito di Ravenna di una nuova caldaia e il progetto di installazione di due nuove turbine a gas per cogliere l'opportunità della richiesta di nuova capacità da parte del sistema elettrico italiano (Progetto Peakers). Proseguono inoltre le attività di revamping delle reti elettriche, dei sistemi di diagnostica e dei sistemi di controllo delle turbine a gas.

Sono previste infine attività relative alla dotazione dei ricambi strategici a scorta e attività di "life time extension" e upgrading dei cicli combinati finalizzate ad aumentarne l'affidabilità e la flessibilità.

Altre informazioni

Rapporti con le parti correlate

La società è controllata da Eni S.p.A. e le operazioni compiute con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con la controllante e le sue imprese controllate e collegate nonché, con le proprie imprese controllate.

Tutte le operazioni fanno parte dell'ordinaria gestione, sono regolate generalmente e laddove applicabile a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti e sono state compiute nell'interesse dell'impresa. In particolare, gli scambi più rilevanti riguardano i contratti di conto lavorazione stipulati con la controllante Eni S.p.A. e con Eniservizi S.p.A., i cui corrispettivi annui sono determinati prevedendo la remunerazione del capitale investito e il recupero dei costi operativi.

La società riceve anche servizi industriali nei propri siti da Ravenna Servizi Industriali S.c.p.a., Brindisi Servizi Generali S.c.a.r.l. e Versalis S.p.A., i cui rapporti sono regolati da contratti che contengono tariffe differenziate in relazione ai servizi utilizzati. Inoltre, Eniower fornisce servizi manageriali alle proprie partecipate a fronte di appositi contratti, i cui corrispettivi sono determinati annualmente commisurandoli al costo del lavoro medio delle risorse equivalenti dedicate all'attività, a cui si aggiungono i costi indiretti.

Azioni proprie e di società controllanti

In ottemperanza a quanto disposto dall'Articolo 2428, comma 2, n. 3) del codice civile, si attesta che la società non detiene e non ha detenuto nel corso del 2022, né è stata autorizzata dalla relativa Assemblea ad acquistare azioni proprie o azioni della controllante Eni, neanche tramite società fiduciaria o interposta persona.

Obblighi ai sensi della deliberazione 11/07 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

La società svolge attività di produzione, distribuzione e misura di energia elettrica e altre attività, ed è, quindi, soggetta agli obblighi di separazione contabile e amministrativa previsti dalla deliberazione n. 11/07 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'articolo 2428, quarto comma del codice civile, si attesta che al 31 dicembre 2022 la società non ha sedi secondarie, ma ha le seguenti unità locali:

- Via F. Maritano, 24 – San Donato Milanese (Mi) - stabilimento
- Via Taliercio, 14 – Mantova – ufficio commerciale
- Via E. Fermi, 4 – Brindisi – stabilimento
- Via Baiona, 107/111 – Ravenna – stabilimento
- Strada della Corradina – Ferrera Erbognone (PV) – stabilimento
- Piazzale G. Donegani, 12- Ferrara (FE) – ufficio.

Aggiornamento Covid-19

Nel 2022 la società, in linea con le indicazioni governative e le indicazioni fornite dalle funzioni centrali di Eni competenti in materia, ha continuato ad aggiornare l'Allegato A – Piano di Preparazione e Risposta all'Epidemia di Covid-19 del MERP (Medical Emergency Response Plan). Successivamente lo stesso è stato recepito dalle Linee Datoriali societarie.

In particolare, l'allegato al MERP è stato aggiornato a febbraio 2022 occasione in cui, al Green Pass Base è stato affiancato anche il Green Pass Rafforzato. Tale Green Pass Rafforzato era indispensabile per l'accesso ai luoghi di lavoro; l'obbligo veniva in seguito rimosso con l'aggiornamento di aprile 2022, che recepiva i cambiamenti normativi conseguenti la fine dello stato di emergenza. Con l'aggiornamento del

1° giugno infine, decadeva anche l'obbligo del Green Pass Base per l'accesso ai luoghi di lavoro e non risultava più necessaria la misurazione della temperatura corporea per accedere ai luoghi di lavoro.

Fino a marzo 2022, il livello di rischio dell'emergenza definito dall'unità di crisi Eni è stato classificato come Moderato, con le conseguenti limitazioni in termini di presenza negli Open Space, utilizzo delle sale riunioni e svolgimento della formazione in presenza.

Da aprile 22 fino alla fine dell'anno, il livello di rischio è sceso, venendo classificato come Lieve, ma sono rimaste in atto comunque alcune restrizioni utili a prevenire la diffusione dell'infezione da covid-19 nei luoghi di lavoro (es. Utilizzo FFP2 in caso di assembramenti, in ascensore, nelle mense, ecc.).

Tutte le norme preventive contenute del piano di risposta alla pandemia da Covid-19 hanno continuato ad essere applicate con un controllo rispetto alla diffusione del virus pari a quello registrato nella popolazione generale.

Nel 2022 si sono registrati 136 casi di positività.

Aggiornamento crisi Russia- Ucraina

Il conflitto Russia-Ucraina rappresenta un fattore di rischio per Eni e le società appartenenti al Gruppo Eni. Il rischio del prolungarsi del conflitto, il rischio di allargamento delle operazioni militari e della crisi geopolitica, nonché gli impatti delle sanzioni economiche imposte dalla comunità internazionale nei confronti della Russia possono incidere sull'attività produttiva mondiale, sulla catena delle forniture e sulla fiducia dei consumatori, delle imprese e degli investitori con conseguenti ritardi o arresti nelle decisioni di spesa e d'investimento. Il verificarsi di tali eventi potrebbe innescare un rallentamento del ciclo macroeconomico, una stagnazione o, nel peggiore dei casi, una recessione globale. Tali condizioni potrebbero determinare una riduzione della domanda delle materie prime energetiche e una conseguente riduzione dei prezzi, con ricadute negative sui risultati economici, il flusso di cassa e la realizzazione dei piani industriali del Gruppo Eni.

La principale esposizione di Eni nei confronti della Russia riguarda i contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine con clausole di Take or Pay con la società russa Gazprom. I volumi di gas naturale approvvigionati dalla Russia hanno coperto il 28% degli acquisti totali di gas naturale effettuati dal Gruppo Eni nel 2022 (40% nel 2021, inclusi i volumi forniti per la rivendita sul mercato turco). L'UE ha inoltre adottato il piano REPowerEU per porre fine alla dipendenza dai combustibili fossili nei confronti della Russia il prima possibile e comunque prima del 2030, attraverso una serie articolata di misure e strumenti mirati al risparmio energetico, all'accelerazione della transizione energetica, alla diversificazione delle forniture e a procedure di autorizzazione degli investimenti più snelle.

Il Gruppo Eni è conseguentemente esposto al rischio di interruzione unilaterale delle forniture di gas da parte di Gazprom o di eventuali obblighi di cessare il prelievo di gas naturale russo a causa di nuove restrizioni, di un divieto di commercio di gas naturale russo o in vista del raggiungimento degli obiettivi del piano REPowerEU che potrebbero determinare effetti negativi anche significativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria. Nell'ottica di una progressiva riduzione del volume delle forniture russe approvvigionate, anche in linea con l'obiettivo dell'Italia e dell'UE, il management di Eni ha pertanto intrapreso diverse iniziative volte ad incrementare e diversificare le forniture di gas naturale verso l'Italia e l'Europa al fine di sostituire completamente, entro il 2025, i volumi di gas naturale importato dalla Russia.

La società ha effettuato l'analisi degli impatti correnti e potenziali futuri del conflitto Russia-Ucraina sull'attività economica, sulla situazione finanziaria e sui risultati economici, sulla base delle evidenze attualmente disponibili e degli scenari allo stato configurabili, non rilevando effetti e constatando la sussistenza del presupposto della continuità aziendale.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Non si segnalano fatti avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio.

Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Stato patrimoniale riclassificato

(migliaia di euro)

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	31 dicembre 2021		31 dicembre 2022	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato				
Immobili, impianti e macchinari		748.589		755.804
Attività immateriali		132		88
Diritti di utilizzo di attività in leasing		16.181		15.122
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e Altre partecipazioni		179.153		180.177
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa				75
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:		(23.528)		(52.014)
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento				
- debiti per attività di investimento		(23.528)		(52.014)
Totale Capitale immobilizzato		920.527		899.252
Capitale di esercizio netto				
Rimanenze		22.976		22.808
Crediti commerciali		277.401		308.437
Debiti commerciali ^(a)		(279.179)		(334.018)
Passività tributarie nette, composte da:		(46.945)		(33.685)
- debiti verso controllanti per consolidato fiscale	(21.136)		(20.870)	
- debiti verso controllanti per liquidazione iva di gruppo			(46)	
- passività per imposte sul reddito correnti	0		0	
- passività per altre imposte correnti	(861)		(972)	
- passività per imposte differite	(53.903)		(50.561)	
- attività per imposte sul reddito non correnti	61		62	
- attività per imposte sul reddito correnti	461		1.179	
- attività per altre imposte correnti	361		1.593	
- attività per imposte anticipate compensabili	28.072		35.930	
Fondi per rischi ed oneri		(7.490)		(8.550)
Altre attività (passività), composte da:		(9.245)		(8.820)
- altri crediti	435		488	
- altre attività correnti	12		2.364	
- altri crediti e altre attività non correnti	202		115	
- acconti e anticipi, altri debiti	(4.770)		(5.274)	
- altre passività correnti	(427)		(1.017)	
- altri debiti e altre passività non correnti	(4.697)		(5.496)	
Totale Capitale di esercizio netto		(42.482)		(53.828)
Fondi per benefici ai dipendenti		(4.465)		(3.587)
CAPITALE INVESTITO NETTO		873.580		841.837
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		1.117.889		884.500
Indebitamento finanziario netto				
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:		15.029		13.535
- passività finanziarie a lungo termine	12.919		11.216	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.110		2.319	
a dedurre:				
Disponibilità liquide ed equivalenti		(259.338)		(56.198)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		0		0
Totale Indebitamento finanziario netto		(244.309)		(42.663)
COPERTURE		873.580		841.837

(a) L'importo comprende i debiti commerciali a breve termine e i debiti commerciali a lungo termine esposti nello schema obbligatorio nelle altre passività non correnti.

Rendiconto finanziario riclassificato

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	2021		2022	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(migliaia di euro)				
Utile netto		91.445		111.404
Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		63.461		108.675
- ammortamenti	62.088		76.340	
- rivalutazioni nette di attività materiali	1.106		32.364	
- radiazioni	693		274	
- altre variazioni	(204)		(18)	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	(222)		(285)	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(904)		(11)
Dividendi, interessi e imposte		3.767		(64.330)
- dividendi	(24.912)		(77.850)	
- interessi attivi	(1)		(79)	
- interessi passivi	2.541		892	
- imposte sul reddito	26.139		12.707	
Variazione del capitale di esercizio		(23.914)		24.322
- rimanenze	84		168	
- crediti commerciali	(170.516)		(31.036)	
- debiti commerciali	148.180		54.821	
- fondi per rischi e oneri	(1.082)		1.060	
- altre attività e passività	(580)		(691)	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(7.442)		52.033
- dividendi incassati	24.912		77.850	
- interessi incassati	1		79	
- interessi pagati	(2.541)		(958)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(29.814)		(24.938)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		126.413		232.093
Investimenti tecnici		(73.537)		(116.634)
- attività materiali	(73.537)		(115.610)	
- attività immateriali				
Investimenti in partecipazioni			(1.024)	
Dismissioni di attività materiali		1.500		
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa - disinvestimento				(75)
Altre variazioni relative all'attività di investimento		11.178		28.486
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	11.178		28.486	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento				
Free cash flow		65.554		143.870
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa - investimento		299.947		
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa - disinvestimento				
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti				
- rimborsi di debiti finanziari non correnti				
- variazione di debiti finanziari correnti				
Rimborso debiti per leasing		(1.751)		(2.010)
Flusso di cassa del capitale proprio		(163.996)		(345.000)
- rimborso di capitale sociale			(250.000)	
- dividendi pagati	(163.996)		(95.000)	
Altre variazioni delle disponibilità liquide (conguaglio scissione Livorno)				
Flusso di cassa netto del periodo		199.754		(203.140)



Bilancio 2022

Stato patrimoniale

(in euro)	Note	31.12.2021		31.12.2022	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITA'					
ATTIVITA' CORRENTI					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	259.337.655	259.328.210	56.197.855	56.188.495
Altre attività finanziarie	(6)				
Crediti commerciali e altri crediti	(7)	277.835.645	277.406.163	308.925.235	308.622.494
Rimanenze	(8)	22.975.659		22.807.936	
Attività per imposte sul reddito	(9)	461.183		1.179.470	
Attività per altre imposte	(10)	361.134		1.592.999	
Altre attività	(11)	12.398	10.151	2.364.483	36.168
		560.983.675		393.067.978	
ATTIVITA' NON CORRENTI					
Immobili, impianti e macchinari	(12)	748.589.189		755.803.185	
Diritto di utilizzo di attività in leasing	(14)	16.181.476		15.122.040	
Attività immateriali	(13)	132.484		88.323	
Partecipazioni in imprese controllate, collegate e a controllo congiunto	(16)	179.010.033		180.000.160	
Altre partecipazioni	(17)	142.866		177.131	
Altre attività finanziarie	(6)			75.189	
Attività per imposte sul reddito	(9)	60.813		61.787	
Altre attività	(11)	201.471	122.799	114.836	36.163
		944.318.333		951.442.651	
TOTALE ATTIVITA'		1.505.302.007		1.344.510.629	
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO					
PASSIVITA' CORRENTI					
Passività finanziarie a breve termine					
Passività per leasing a breve termine	(19)	2.109.526	1.012.664	2.318.921	1.225.622
Debiti commerciali e altri debiti	(18)	328.158.612	104.748.785	411.817.692	164.612.164
Passività per imposte sul reddito	(9)				
Passività per altre imposte	(10)	860.569		971.676	
Altre passività	(11)	426.385		1.016.848	
		331.555.091		416.125.137	
PASSIVITA' NON CORRENTI					
Passività finanziarie a lungo termine					
Passività per leasing a lungo termine	(19)	12.919.562	10.880.738	11.215.372	10.092.291
Fondi per rischi e oneri	(21)	7.490.093		8.549.894	
Fondi per benefici ai dipendenti	(22)	4.465.340		3.586.921	
Passività per imposte differite	(23)	25.831.171		14.631.499	
Altre passività non correnti	(11)	5.151.918	2.948.598	5.901.716	4.151.237
		55.858.083		43.885.402	
TOTALE PASSIVITA'		387.413.174		460.010.539	
PATRIMONIO NETTO	(25)				
Capitale sociale		944.947.849		200.000.000	
Riserva sovrapprezzo azioni		2.329.765		2.329.765	
Riserva legale		74.888.508		79.460.750	
Altre riserve		4.252.689		491.277.819	
Utili relativi a esercizi precedenti		25.194		27.977	
Utile (Perdita) dell'esercizio		91.444.828		111.403.780	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		1.117.888.833		884.500.091	
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO		1.505.302.007		1.344.510.629	

Conto economico

(in euro)	Note	2021		2022	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
Ricavi della gestione caratteristica	(27)	878.923.287	874.841.827	907.502.448	904.176.015
Altri ricavi e proventi		5.369.471	4.711.211	1.570.717	777.773
Totale ricavi		884.292.758		909.073.165	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(28)	696.658.339	551.892.600	722.116.911	707.546.267
Riprese di valore (Svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti		662.064		54.162	
Costo lavoro		27.815.033	1.265.611	29.863.725	1.238.954
AMMORTAMENTI		62.087.465		76.339.875	
RIPRESE DI VALORE (SVALUTAZIONI) NETTE DI ATTIVITA' MATERIALI ED IMMATERIALI		1.105.640		32.364.808	
RADIAZIONI		(693.383)		(273.588)	
UTILE OPERATIVO		95.270.835		48.060.096	
Proventi finanziari		17.475		911.575	
Oneri finanziari		(2.627.716)	(2.320.620)	(3.400.591)	(3.293.051)
Strumenti finanziari derivati		11.702	11.702	689.535	689.535
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(29)	(2.598.539)		(1.799.481)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(30)	24.912.000	24.912.000	77.850.000	77.850.000
Utile prima delle imposte		117.584.295		124.110.615	
Imposte sul reddito	(31)	(26.139.467)		(12.706.835)	
Utile (Perdita) netta dell'esercizio		91.444.828		111.403.780	

Prospetto dell'utile complessivo

(migliaia di euro)	note	2021	2022
Utile/Perdita netto dell'esercizio		91.445	111.404
Altre componenti dell'utile complessivo:			
- Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti	(22)	(35)	641
- Effetto fiscale	(22)	3	(162)
-Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(24)	5	(399)
- Effetto fiscale			115
Totale altre componenti dell'utile complessivo, al netto dell'effetto fiscale		(27)	195
Totale utile/perdita complessivo dell'esercizio		91.418	111.599

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Enipower										
	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva sovrapprezzo azioni	Riserva appl. IFRS EX ART. 7 DL 38/2005 COMMA 7	Riserva facoltative	Riserva piano incentivazione lt. azionario 2017	Altre riserve	Utili/perdita a nuovo	Utile dell'esercizio	Totale
(migliaia di euro)										
Saldi al 31 dicembre 2018	944.948	59.394	2.330	19	418		4.104	74.956	88.370	1.174.539
Utile dell'esercizio									115.356	115.356
Altre componenti dell'utile complessivo:										
IAS 19 OCI 2019							(112)			(112)
Totale utile complessivo esercizio 2019							(112)			(112)
Operazioni con gli azionisti:										
Attribuzione dividendo									(113.394)	(113.394)
Destinazione utile residuo		4.418						(29.442)	25.024	
Totale operazioni con gli azionisti		4.418						(29.442)	(88.370)	(122.230)
Altri movimenti di patrimonio netto:										
Altre variazioni								(1)		(1)
Totale altri movimenti di patrimonio netto								(1)		(1)
Saldi al 31 dicembre 2019	944.948	63.812	2.330	19	418		3.992	45.513	115.356	1.176.388
Patrimonio netto di Enipower										
	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva sovrapprezzo azioni	Riserva appl. IFRS EX ART. 7 DL 38/2005 COMMA 7	Riserva facoltative	Riserva piano incentivazione lt. azionario 2017	Altre riserve	Utili/perdita a nuovo	Utile dell'esercizio	Totale
(migliaia di euro)										
Saldi al 31 dicembre 2019	944.948	63.812	2.330	19	418		3.992	45.513	115.356	1.176.388
Utile dell'esercizio									106.171	106.171
Altre componenti dell'utile complessivo:										
IAS 19 OCI 2020							(150)			(150)
Totale utile complessivo esercizio 2020							(150)			(150)
Operazioni con gli azionisti:										
Attribuzione dividendo									(91.943)	(91.943)
Destinazione utile residuo		5.768						17.645		
Totale operazioni con gli azionisti		5.768						17.645	(91.943)	(80.066)
Altri movimenti di patrimonio netto:										
Altre variazioni							4			4
Totale altri movimenti di patrimonio netto							4			4
Saldi al 31 dicembre 2020	944.948	69.580	2.330	19	418		3.846	63.158	106.171	1.190.470
Patrimonio netto di Enipower										
	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva sovrapprezzo azioni	Riserva appl. IFRS EX ART. 7 DL 38/2005 COMMA 7	Riserva facoltative	Riserva piano incentivazione lt. azionario 2017	Altre riserve	Utili/perdita a nuovo	Utile dell'esercizio	Totale
(migliaia di euro)										
Saldi al 31 dicembre 2020	944.948	69.580	2.330	19	418		3.846	63.158	106.171	1.190.470
Utile dell'esercizio									91.445	91.445
Altre componenti dell'utile complessivo:										
IAS 19 OCI 2021							(33)			(33)
Totale utile complessivo esercizio 2021							(33)			(33)
Operazioni con gli azionisti:										
Attribuzione dividendo									(163.996)	(163.996)
Destinazione utile residuo		5.308								5.308
Totale operazioni con gli azionisti:		5.308							(63.133)	(163.996)
Altri movimenti di patrimonio netto:										
Altre variazioni							2			2
Totale altri movimenti di patrimonio netto:							2			2
Saldi al 31 dicembre 2021	944.948	74.888	2.330	19	418		3.816	25	91.445	1.117.889
Patrimonio netto di Enipower										
	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva sovrapprezzo azioni	Riserva appl. IFRS EX ART. 7 DL 38/2005 COMMA 7	Riserva facoltative	Riserva piano incentivazione lt. azionario 2017	Altre riserve	Utili/perdita a nuovo	Utile dell'esercizio	Totale
(migliaia di euro)										
Saldi al 31 dicembre 2021	944.948	74.888	2.330	19	418		3.816	25	91.445	1.117.889
Utile dell'esercizio									111.404	11.404
Altre componenti dell'utile complessivo:										
IAS 19 OCI 2022							479			479
riserva cash flow hedge							(284)			(284)
Totale utile complessivo esercizio 2022							195		111.404	111.599
Operazioni con gli azionisti:										
Attribuzione dividendo					(3.048)		(5.067)	(86.885)		(95.000)
Destinazione utile 2021		4.572						86.873	(91.445)	
Apporti netti di capitale proprio	(744.948)				494.948					(250.000)
Totale operazioni con gli azionisti:	(744.948)	4.572			491.900		(5.067)	(12)	(91.445)	(345.000)
Altri movimenti di patrimonio netto:										
riserva cash flow hedge										
Altre variazioni		1			(1)		(3)	15		12
Totale altri movimenti di patrimonio netto:		1			(1)		(3)	15		12
Saldi al 31 dicembre 2022	200.000	79.461	2.330	19	492.317		(1.059)	28	111.404	884.500

Rendiconto finanziario

(migliaia di euro)	Note	2021	2022
Utile (Perdita) netto dell'esercizio		91.445	111.404
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operative:</i>			
Ammortamenti	(12)	62.088	76.340
Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali		1.106	32.364
Radiazioni		693	274
Dividendi	(24.912)		(77.850)
(Interessi attivi)	(1)		(80)
Interessi passivi		2.541	893
(Plusvalenza)/minusvalenza nette su cessioni di attività		(904)	(11)
Imposte sul reddito	(31)	26.139	12.707
Altre variazioni		(204)	(18)
<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>		(23.914)	24.322
- rimanenze		84	168
- crediti commerciali		(170.516)	(31.036)
- debiti commerciali		148.180	54.821
- fondi per rischi e oneri		(1.082)	1.060
- altre attività e passività		(580)	(691)
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		(222)	(285)
Dividendi incassati		24.912	77.850
Interessi incassati		1	79
Interessi pagati		(2.541)	(958)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(29.814)	(24.938)
Flusso di cassa netto da attività operativa		126.413	232.093
- di cui verso parti correlate	(32)	124.357	108.223
<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>		(73.537)	(88.223)
- Attività materiali	(12)	(73.537)	(115.610)
- Attività immateriali			
- Diritto di utilizzo prepagato di attività in leasing			
- Rami d'azienda, al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti			
- Partecipazioni			(1.024)
- Titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa			(75)
- Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento		-	28.486
<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>		12.678	-
- Attività materiali		1.500	
- Titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa			
- Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		11.178	
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(60.859)	(88.223)
-di cui verso parti correlate	(32)	(23.138)	(13.118)
Assunzione di debiti finanziari a lungo termine			
Rimborso di debiti finanziari a lungo termine			
Rimborso di passività per leasing		(1.751)	(2.010)
Incremento (Decremento) di debiti finanziari a breve termine		299.947	
Apporti netti di capitale proprio		-	(250.000)
Dividendi pagati		(163.996)	(95.000)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		134.200	(347.010)
-di cui verso parti correlate	(32)	135.212	(49.515)
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		199.754	(203.140)
Disponibilità liquide ed equivalenti ad inizio esercizio		59.584	259.338
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio		259.338	56.198

Note al bilancio

1 Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi

Criteria di redazione¹

Il bilancio di esercizio di Enipower SpA è redatto, nella prospettiva della continuità aziendale, secondo gli *International Financial Reporting Standards* (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali")² emanati dall'*International Accounting Standards Board (IASB)* e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002.

I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio di esercizio sono coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2022.

Il bilancio d'esercizio è stato redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto ove appropriato delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere valutate al *fair value*, come indicato nei criteri di valutazione.

I criteri di valutazione di seguito indicati sono stati applicati coerentemente a tutti gli esercizi presentati salvo quando diversamente indicato.

Il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 2022, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enipower S.p.A nella riunione del giorno 9 marzo 2023 è sottoposto alla revisione legale da parte della società di revisione legale PricewaterhouseCoopers S.p.A..

Le informazioni a commento dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in migliaia di euro.

Stime contabili e giudizi significativi

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali comporta che la Direzione Aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, su esperienze passate e su ipotesi considerate ragionevoli e realistiche tenendo conto delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di queste stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività e l'informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento. I risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate. Le stime contabili critiche del processo di redazione del bilancio, che comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e stime relativi a tematiche per loro natura incerte, sono illustrate nella descrizione della relativa accounting policy di seguito riportata. Le modifiche delle condizioni alla base di giudizi, assunzioni e stime adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

¹ Il bilancio consolidato Eni è disponibile presso la sede legale di eni SpA, Piazzale E.Mattei -- 000142 Roma, nonché sul sito Internet www.eni.it

² Gli IFRS comprendono anche gli International Accounting Standards (IAS), tuttora in vigore, nonché i documenti interpretativi redatti dall'IFRS Interpretations Committee, precedentemente denominato International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e ancor prima Standing Interpretations Committee (SIC).

Criteria di valutazione

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio d'esercizio sono indicati nei sottostanti punti.

Attività materiali

Le attività materiali sono rilevate secondo il criterio del costo e iscritte al prezzo di acquisto o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori, di diretta imputazione, necessari a rendere le attività pronte all'uso. Quando è necessario un periodo di tempo significativo affinché il bene sia pronto all'uso, il prezzo di acquisto o il costo di produzione, include gli oneri finanziari sostenuti che teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all'uso, qualora l'investimento non fosse stato fatto.

Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione, delle attività materiali, sono rilevati all'attivo patrimoniale quando è probabile che essi incrementino i benefici economici futuri attesi dal bene. Sono rilevati all'attivo patrimoniale anche gli elementi acquistati per ragioni di sicurezza o ambientali che, seppur non incrementando direttamente i benefici economici futuri delle attività esistenti, sono necessari per lo svolgimento dell'attività aziendale.

L'ammortamento delle attività materiali ha inizio quando il bene è pronto all'uso, ossia quando è nel luogo e nelle condizioni necessari perché sia in grado di operare secondo le modalità programmate. Le attività materiali sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile intesa come la stima del periodo in cui l'attività sarà utilizzata dall'impresa. Quando l'attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore d'iscrizione, ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile.

Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente a un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla vendita. Eventuali modifiche al piano di ammortamento, derivanti da revisione della vita utile dell'attività, del valore residuo ovvero delle modalità di ottenimento dei benefici economici dell'attività, sono rilevate prospetticamente.

I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è rilevato a conto economico. Le migliorie non rimovibili apportate su beni condotti in leasing sono ammortizzate lungo la minore tra la vita utile delle migliorie stesse e la durata del leasing.

Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie, diverse dalle sostituzioni di componenti identificabili, che reintegrano e non incrementano le prestazioni dei beni, sono rilevate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

Le attività materiali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

Leasing

Un contratto contiene o rappresenta un leasing se conferisce al contraente il diritto di controllare l'utilizzo di un asset identificato per un periodo di tempo stabilito in cambio di un corrispettivo³; tale diritto

³ La verifica dell'esistenza delle condizioni indicate è operata all'inception date rappresentata dalla data più recente tra la data di stipula del contratto e quella in cui le parti si impegnano a rispettare i principali termini contrattuali.

sussiste se il contratto attribuisce al locatario il diritto di dirigere l'asset e ottenere sostanzialmente tutti i benefici economici derivanti dal suo utilizzo.

Alla *commencement date*, ossia alla data in cui il bene è reso disponibile per l'uso, il locatario rileva, nello stato patrimoniale, un'attività rappresentativa del diritto di utilizzo del bene (di seguito anche "attività per diritto di utilizzo" o "right-of-use asset"), e una passività rappresentativa dell'obbligazione ad effettuare i pagamenti previsti lungo la durata dal contratto (di seguito anche "passività per leasing" o "lease liability").⁴ La durata del leasing è determinata considerando il periodo non annullabile del contratto, nonché, ove vi sia la ragionevole certezza, anche i periodi considerati dalle opzioni di estensione ovvero connessi al mancato esercizio delle opzioni di risoluzione anticipata del contratto.

La passività per leasing è rilevata inizialmente ad un ammontare pari al valore attuale dei seguenti pagamenti dovuti per il leasing⁵, non ancora effettuati alla *commencement date*: (i) pagamenti fissi (o sostanzialmente fissi), al netto di eventuali incentivi da ricevere; (ii) pagamenti variabili che dipendono da indici o tassi⁶; (iii) stima del pagamento che il locatario dovrà effettuare a titolo di garanzia del valore residuo del bene locato; (iv) pagamento del prezzo di esercizio dell'opzione di acquisto, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitarla; e (v) pagamento di penalità contrattuali per la risoluzione del leasing, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitare tale opzione. Il valore attuale dei suddetti pagamenti è calcolato adottando un tasso di sconto pari al tasso di interesse implicito del leasing ovvero, qualora questo non fosse agevolmente determinabile, utilizzando il tasso di finanziamento incrementale del locatario. Quest'ultimo è definito tenendo conto della durata dei contratti di leasing, della periodicità dei pagamenti previsti contrattualmente, della valuta nella quale essi sono denominati e delle caratteristiche dell'ambiente economico del locatario (sintetizzate dal country risk premium attribuito ai singoli Paesi in cui opera la società).

Dopo la rilevazione iniziale, la passività per leasing è valutata sulla base del costo ammortizzato ed è rideterminata, generalmente in contropartita al valore di iscrizione del correlato right-of-use asset, in presenza di una variazione dei pagamenti dovuti per il leasing a seguito principalmente di: (i) rinegoziazioni contrattuali che non danno origine ad un nuovo leasing separato; (ii) variazioni di indici o tassi (a cui sono correlati i pagamenti variabili); o (iii) modifiche nella valutazione in merito all'esercizio delle opzioni contrattualmente previste (opzioni di acquisto del bene locato, opzioni di estensione o di risoluzione anticipata del contratto).

Il diritto di utilizzo di un bene in leasing è inizialmente rilevato al costo, determinato come sommatoria delle seguenti componenti: (i) l'importo iniziale della lease liability; (ii) i costi diretti iniziali sostenuti dal locatario⁷; (iii) eventuali pagamenti effettuati alla o prima della *commencement date*, al netto di eventuali incentivi ricevuti da parte del locatore; e (iv) la stima dei costi che il locatario prevede di sostenere per lo smantellamento, la rimozione dell'asset sottostante e la bonifica del sito ovvero per riportare l'asset nelle condizioni stabilite dal contratto. Successivamente alla rilevazione iniziale, il right-of-use asset è rettificato per tener conto delle quote di ammortamento cumulate⁸, delle eventuali perdite di valore cumulate (v. punto "Impairment delle attività non finanziarie") e degli effetti legati ad eventuali rideterminazioni della passività per leasing.

Stime contabili e giudizi significativi: operazioni di leasing

Per quanto riguarda i contratti di leasing, la Direzione Aziendale ha effettuato stime contabili ed esercitato giudizi significativi con riferimento a: (i) la determinazione della durata dei leasing avuto riguardo alle stime da operare in merito all'eventuale esercizio delle opzioni di estensione e/o di risoluzione previste

⁴ La società si avvale della possibilità, prevista dal principio contabile, di rilevare a conto economico i canoni relativi ai contratti di leasing di breve durata (per determinate classi di asset sottostanti) e a quelli di modico valore.

⁵ Come consentito dalle previsioni del principio contabile, le non-lease component non sono generalmente oggetto di separata rilevazione, fatta eccezione per la componente servizio inclusa nel canone unico previsto dai principali contratti afferenti le attività upstream (drilling rig).

⁶ Differentemente, le altre tipologie di pagamenti variabili (ad es. canoni basati sull'utilizzo del bene locato) non sono incluse nel valore di iscrizione della lease liability, ma sono rilevate a conto economico come costi operativi lungo la durata del contratto di leasing.

⁷ I costi diretti iniziali sono costi incrementali sostenuti dal locatario per l'ottenimento del leasing che non sarebbero stati sostenuti se il contratto di leasing non fosse stato sottoscritto.

⁸ L'ammortamento è effettuato sistematicamente a partire dalla *commencement date* e fino alla data più recente tra: (i) il termine della vita utile del right-of-use asset; e (ii) la fine della durata del leasing. Tuttavia, nel caso in cui il leasing trasferisca la proprietà dell'asset locato al locatario alla fine della durata del leasing, o se il valore dell'attività per diritto di utilizzo considera anche il fatto che il locatario eserciterà l'opzione di acquisto, il right-of-use asset è ammortizzato sistematicamente lungo la vita utile dell'asset sottostante.

nel contratto; (ii) la determinazione del tasso di finanziamento incrementale del locatario; (iii) l'individuazione e, ove appropriato, la separazione delle non-lease component, in assenza di un prezzo stand-alone osservabile per tali componenti, tenendo anche conto di approfondimenti svolti con esperti esterni; (iv) l'identificazione dei pagamenti variabili e delle loro caratteristiche ai fini della stima per l'inclusione, o meno, nella determinazione della lease liability.

Attività immateriali

Le attività immateriali riguardano le attività non monetarie prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri. Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le attività materiali. Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.

Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile; per l'ammortamento valgono i criteri indicati al punto "Attività materiali".

Le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento. Per la recuperabilità del valore di iscrizione delle altre attività immateriali valgono i criteri indicati al punto "Impairment delle attività non finanziarie".

Le attività immateriali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

Impairment delle attività non finanziarie

La recuperabilità delle attività non finanziarie (attività materiali, attività immateriali e right-of-use asset) è verificata quando eventi o modifiche delle circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.

La valutazione di recuperabilità è effettuata per singola cash generating unit (di seguito anche "CGU") rappresentata dal più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata ampiamente indipendenti da quelli generati da altre attività.

Le CGU possono includere i corporate asset, ossia attività che non generano flussi di cassa autonomi, ma che contribuiscono ai flussi di cassa di una pluralità di CGU; le quote di corporate asset sono attribuite ad una specifica CGU o, laddove non possibile, ad un aggregato più ampio di CGU su basi ragionevoli e coerenti. I right-of-use asset, che generalmente non producono flussi di cassa autonomi, sono allocati alla CGU a cui si riferiscono; i right-of-use asset che non sono specificatamente allocabili alle CGU sono considerati corporate asset.

La recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso. Quest'ultimo è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso della cash generating unit e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della relativa vita utile al netto dei costi di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e supportabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile della cash generating unit, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno.

Ai fini della verifica della recuperabilità di cash generating unit che includono right-of-use asset significativi, la determinazione del valore d'uso avviene, generalmente, escludendo dalla stima dei flussi di cassa futuri, oggetto di attualizzazione, gli esborsi relativi ai pagamenti dei canoni di leasing considerati ai fini della determinazione della lease liability.

Per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico-finanziarie e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i

flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione.

Ai fini dell'impairment test, si considerano anche gli esborsi che si prevede di sostenere per assicurare la compliance con la normativa in materia di emissioni di CO₂ (ad es. Emission Trading Scheme) ovvero che si prevede di sostenere su base volontaria (ad es. gli esborsi connessi con i certificati forestali acquistati o prodotti in coerenza con la strategia di decarbonizzazione della società – di seguito anche "forestry").

Ai fini della determinazione del valore d'uso, i flussi di cassa previsti sono oggetto di attualizzazione ad un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. In particolare, il tasso di sconto utilizzato è il Weighted Average Cost of Capital (WACC).

Per il business della società, tenuto conto della sostanziale coincidenza della rischiosità con quella complessiva Eni, è utilizzato il medesimo tasso di sconto. Il valore d'uso è determinato al netto dell'effetto fiscale in quanto questo metodo produce valori sostanzialmente equivalenti a quelli ottenibili attualizzando i flussi di cassa al lordo delle imposte ad un tasso di sconto ante imposte derivato, in via iterativa, dal risultato della valutazione post imposte.

Quando il valore di iscrizione della cash generating unit comprensivo del goodwill a essa attribuito, determinato tenendo conto delle eventuali svalutazioni degli asset non correnti che fanno parte della cash generating unit, è superiore al valore recuperabile, la differenza è oggetto di svalutazione ed è attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro quota al valore di libro degli asset che costituiscono la CGU fino all'ammontare del relativo valore recuperabile.

Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è rilevata a conto economico; la ripresa di valore è effettuata per un importo pari al minore tra il valore recuperabile e il valore di iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state rilevate qualora non si fosse proceduto alla svalutazione.

Contributi in conto capitale

I contributi in conto capitale sono rilevati quando esiste la ragionevole certezza che saranno realizzate le condizioni previste dagli organi governativi concedenti per il loro ottenimento e sono rilevati a riduzione del prezzo di acquisto o del costo di produzione delle attività cui si riferiscono.

Rimanenze

Le rimanenze sono valutate al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore netto di realizzo, quest'ultimo valore è rappresentato dall'ammontare che l'impresa si attende di ottenere dalla loro vendita nel normale svolgimento dell'attività al netto dei costi stimati per il completamento e per realizzare la vendita. Il costo delle rimanenze è determinato applicando il metodo del costo medio ponderato.

Stime contabili e giudizi significativi: impairment delle attività non finanziarie

La recuperabilità delle attività non finanziarie è verificata quando eventi o modifiche delle circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.

Gli eventi che possono determinare una svalutazione di attività non finanziarie sono variazioni nei piani industriali, variazioni nei prezzi di mercato che possono determinare minori performance operative, ridotto utilizzo degli impianti. La decisione se procedere a una svalutazione e la quantificazione della stessa dipendono dalle valutazioni della Direzione Aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali l'evoluzione dei prezzi, l'evoluzione dei tassi di attualizzazione, le previsioni in merito ai costi di sviluppo e produzione, l'impatto dell'inflazione e dell'evoluzione tecnologica, le previsioni sui profili produttivi sulle condizioni della domanda e dell'offerta su scala globale o regionale anche in relazione ai processi di decarbonizzazione, gli impatti delle modifiche normative e regolamentari ecc.

I flussi di cassa attesi utilizzati per la determinazione del valore recuperabile sono quantificati, considerando il processo di transizione energetica in atto, alla luce delle informazioni disponibili al momento della stima sulla base di giudizi soggettivi sull'andamento di variabili future – quali i prezzi, i costi, i tassi di crescita della domanda, i profili produttivi – e sono attualizzati utilizzando un tasso che tiene conto del rischio inerente all'attività interessata.

Maggiori dettagli in merito alle principali assunzioni sottostanti la determinazione del valore recuperabile delle attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing sono forniti nella nota "Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing".

Strumenti finanziari

Attività finanziarie

In funzione delle caratteristiche dello strumento e del modello di business adottato per la relativa gestione, le attività finanziarie sono classificate nelle seguenti categorie: (i) attività finanziarie valutate al costo ammortizzato; (ii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti tra le altre componenti dell'utile complessivo (di seguito anche OCI); (iii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

La rilevazione iniziale avviene al fair value incrementato, per le attività finanziarie diverse da quelle valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico, dei costi di transazione direttamente attribuibili. Per i crediti commerciali privi di una significativa componente finanziaria, il valore di rilevazione iniziale è rappresentato dal prezzo della transazione.

Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività finanziarie che generano flussi di cassa contrattuali rappresentativi esclusivamente di pagamenti di capitale e interessi sono valutate al costo ammortizzato se possedute con la finalità di incassarne i flussi di cassa contrattuali (cd. business model hold to collect). Per le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato sono rilevati a conto economico gli interessi attivi determinati sulla base del tasso di interesse effettivo, le differenze di cambio e le eventuali svalutazioni⁹ (v. punto "Svalutazioni di attività finanziarie").

Differentemente, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a OCI (di seguito anche FVTOCI) le attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito il cui modello di business prevede la possibilità sia di incassare i flussi di cassa contrattuali sia di realizzarne il valore attraverso la cessione (cd. business model hold to collect and sell). In tal caso sono rilevati: (i) a conto economico gli interessi attivi, calcolati utilizzando il tasso di interesse effettivo, le differenze di cambio e le svalutazioni (v. punto "Svalutazioni di attività finanziarie"); (ii) a patrimonio netto, tra le altre componenti dell'utile complessivo, le variazioni di fair value dello strumento. L'ammontare cumulato delle variazioni di fair value, imputato nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, è oggetto di reversal a conto economico all'atto dell'eliminazione contabile dello strumento. Allo stato, la società non detiene attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito valutate al FVTOCI.

Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti comprendono la cassa, i depositi a vista, nonché le attività finanziarie originariamente esigibili, generalmente, entro 3 mesi, prontamente convertibili in cassa e sottoposte ad un irrilevante rischio di variazione di valore.

⁹ I crediti e le altre attività finanziarie valutati al costo ammortizzato sono esposti al netto del relativo fondo svalutazione.

Svalutazioni di attività finanziarie

La valutazione della recuperabilità delle attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito non valutate al fair value con effetti a conto economico è effettuata sulla base del cosiddetto expected credit loss model¹⁰

In particolare, le perdite attese sono determinate, generalmente, sulla base del prodotto tra: (i) l'esposizione vantata verso la controparte al netto delle relative mitiganti (c.d. Exposure At Default o EAD); (ii) la probabilità che la controparte non ottemperi alla propria obbligazione di pagamento (c.d. Probability of Default o PD); (iii) la stima, in termini percentuali, della quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (c.d. Loss Given Default o LGD) definita, sulla base delle esperienze pregresse (serie storiche della capacità di recupero) e delle possibili azioni di recupero esperibili (ad es. azioni stragiudiziali, contenziosi legali, ecc.).

Con riferimento ai crediti commerciali e agli altri crediti, per la determinazione della Probability of Default delle controparti sono stati adottati i rating interni già utilizzati ai fini dell'affidamento commerciale, oggetto di verifica periodica, anche tramite analisi di back-testing; per le controparti rappresentate da Entità Statali ed in particolare per le National Oil Company, la Probability of Default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i Country Risk Premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari.

Tenuto conto delle caratteristiche dei mercati di riferimento, si considerano in default le esposizioni creditizie scadute da oltre 180 giorni ovvero, in ogni caso, le esposizioni creditizie in contenzioso o per le quali sono in corso azioni di ristrutturazione/rinegoziazione. Sono definite in contenzioso le esposizioni per le quali sono stati attivati o si è in procinto di attivare interventi di recupero del credito tramite procedimenti legali/giudiziali. Le svalutazioni dei crediti commerciali e degli altri crediti sono rilevate nel conto economico, al netto delle eventuali riprese di valore, nella voce "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti".

Stime contabili e giudizi significativi: svalutazioni di attività finanziarie

La quantificazione delle svalutazioni di attività finanziarie comporta valutazioni del management su fattori complessi e altamente incerti quali, tra l'altro, la probabilità di default delle controparti (PD), l'esistenza delle eventuali mitiganti dell'esposizione, la previsione sulle quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (LGD), nonché il processo di clusterizzazione della clientela.

Maggiori dettagli in merito alle principali assunzioni sottostanti la determinazione delle svalutazioni di attività finanziarie sono forniti nella nota "Crediti commerciali e altri crediti".

Partecipazioni

Le partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate sono valutate al costo di acquisto.¹¹

In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore, la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione della partecipazione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di vendita, e il valore d'uso. Quest'ultimo è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione, al netto dei costi di vendita ovvero considerando il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate; in assenza di evidenze differenti, il valore d'uso è fatto pari almeno al patrimonio netto a uso consolidato.

¹⁰ L'expected credit loss model si applica anche a contratti di garanzia finanziaria emessi non valutati al FVTPL. Le expected credit loss rilevate con riferimento alle garanzie finanziarie emesse non sono rilevanti.

¹¹ In caso di acquisizione del controllo in fasi successive di una partecipazione in una collegata o joint venture, il valore di iscrizione della partecipazione è determinato come sommatoria del costo sostenuto in ciascuna tranche di acquisto.

Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate con imputazione degli effetti a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni".

Le attività finanziarie rappresentative di partecipazioni minoritarie, in quanto non possedute per finalità di trading, sono valutate al *fair value* con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, senza previsione del loro rigiro a conto economico in caso di realizzo; diversamente, i dividendi provenienti da tali partecipazioni sono rilevati a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni" a meno che non rappresentino chiaramente un recupero di parte dell'investimento. La valutazione al costo di una partecipazione minoritaria è consentita nei limitati casi in cui il costo rappresenti un'adeguata stima del *fair value*.

Passività finanziarie

Le passività finanziarie, diverse dagli strumenti derivati, sono rilevate inizialmente al *fair value* del corrispettivo ricevuto, al netto dei costi di transazione direttamente attribuibili, e sono successivamente valutate al costo ammortizzato.

Giudizi significativi: passività finanziarie

La società può negoziare con i propri fornitori accordi di estensione dei termini di pagamento, senza prevedere il coinvolgimento di un intermediario finanziario. In tali fattispecie, la Direzione Aziendale esprime un giudizio in merito alla possibilità di continuare a classificare i debiti verso il fornitore come commerciali/relativi all'attività di investimento ovvero di riclassificarli come debiti finanziari. Ai fini dell'espressione di tale giudizio, la Direzione Aziendale tiene conto dei termini di pagamento rispetto alla prassi del settore di riferimento, dell'eventuale rilascio di garanzie aggiuntive e di ogni altro fatto o circostanza utile ai fini della valutazione. La classificazione del debito come passività finanziaria determina: (i) al momento della riclassifica/ rilevazione iniziale del debito, una variazione non monetaria delle passività finanziarie, senza impatti sul rendiconto finanziario; (ii) all'atto del regolamento, la presentazione del relativo esborso nell'ambito del flusso di cassa netto da attività di finanziamento.

Strumenti finanziari derivati

Gli strumenti finanziari derivati, oggetto di separazione dal contratto principale, sono attività e passività rilevate al *fair value*.

Le variazioni del *fair value* dei 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".

Compensazione di attività e passività finanziarie

Le attività finanziarie cedute sono eliminate dall'attivo patrimoniale quando i diritti contrattuali connessi all'ottenimento dei flussi di cassa associati allo strumento finanziario scadono ovvero sono trasferiti a terzi. Le passività finanziarie sono eliminate quando sono estinte, ovvero quando l'obbligazione specificata nel contratto è adempiuta, cancellata o scaduta.

Eliminazione contabile di attività e passività finanziarie

Le attività finanziarie cedute sono eliminate quando i diritti contrattuali connessi all'ottenimento dei flussi di cassa associati allo strumento finanziario scadono ovvero sono trasferiti a terzi. Le passività finanziarie sono eliminate quando sono estinte, ovvero quando l'obbligazione specificata nel contratto è adempiuta, cancellata o scaduta.

Fondi, passività e attività potenziali

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza. Gli accantonamenti sono rilevati quando: (i) è probabile l'esistenza di un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente.

Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio. 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; l'adeguamento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

I fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione. Le revisioni di stima sono imputate alla medesima voce di conto economico che ha precedentemente accolto l'accantonamento ovvero, quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), le variazioni di stima del fondo sono rilevate in contropartita all'attività a cui si riferiscono nei limiti dei relativi valori di iscrizione; l'eventuale eccedenza è rilevata a conto economico.

La società non ha passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili derivanti da eventi passati la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa; (ii) obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento è probabile che non sia oneroso.

La società non ha attività potenziali, ossia attività possibili che derivano da eventi passati e la cui esistenza sarà confermata solo dal verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa, non sono rilevate salvo che l'ottenimento dei relativi benefici sia virtualmente certo. Nel caso in cui l'ottenimento dei benefici sia probabile, le attività potenziali sono illustrate nelle note al bilancio. Le attività potenziali sono periodicamente riesaminate al fine di valutare la probabilità di ottenere benefici economici da parte dell'impresa.

Fondi per rischi ambientali

Le passività ambientali sono rilevate in presenza di obbligazioni attuali, legali o implicite, connesse 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, sempreché la bonifica sia considerata probabile e i relativi costi e tempistiche di sostenimento possano essere attendibilmente stimati. La passività è valutata sulla base dei costi che si presume di sostenere per adempiere all'obbligazione in relazione alla situazione esistente alla data di bilancio, tenendo conto degli sviluppi tecnici e legislativi futuri, virtualmente certi, di cui si è a conoscenza.

Stime contabili e giudizi significativi: passività ambientali e altri fondi

La società è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, ivi incluse le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. I relativi costi sono accantonati quando è probabile l'esistenza di una passività onerosa e l'ammontare può essere stimato attendibilmente¹².

¹² I costi per la gestione e il monitoraggio degli impianti realizzati per il recupero ambientale (impianti per trattamento delle acque di falda) sono inclusi nella stima dei fondi ambientali laddove risulti possibile definire in modo attendibile un orizzonte temporale prevedibile di mantenimento in esercizio dell'impianto stesso¹³ Il Peer Group è composto dalle seguenti società: Apache, BP, Chevron, ConocoPhillips, Equinor, ExxonMobil, Marathon Oil, Occidental, Royal Dutch Shell e Total.

L'attendibile determinabilità è verificata sulla base delle informazioni disponibili quali, a titolo di esempio, 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.

Sebbene la società attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio dovuti al mancato rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi accantonati – tuttavia non può essere escluso con certezza che la società possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione delle leggi vigenti in materia; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

La società rileva passività ambientali, obblighi di rimozione delle attività materiali e di ripristino dei siti e le passività relative ai benefici per i dipendenti e fondi connessi a contenziosi legali. La stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale con particolare riferimento agli ammontari da rilevare in bilancio e al timing degli esborsi. Successivamente alla rilevazione iniziale, i fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime effettuate.

Benefici per i dipendenti

I benefici per i dipendenti sono le remunerazioni erogate dall'impresa in cambio dell'attività lavorativa svolta dal dipendente o in virtù della cessazione del rapporto di lavoro.

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di piani, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in piani "a contributi definiti" e piani "a benefici definiti". Nei piani a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (c.d. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.

La passività relativa ai piani a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici.

Gli interessi netti (cd. net interest) includono la componente di rendimento delle attività al servizio del piano e del costo per interessi da rilevare a conto economico.

Il net interest è determinato applicando alle passività, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, il tasso di sconto definito per le passività; il net interest di piani a benefici definiti è rilevato tra i "Proventi (oneri) finanziari".

Per i piani a benefici definiti sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo le variazioni di valore della passività netta (cd rivalutazioni) derivanti da utili (perdite) attuariali, conseguenti a variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o a rettifiche basate sull'esperienza passata, e dal rendimento delle attività al servizio del piano differente dalla componente inclusa nel net interest. In presenza di attività nette sono inoltre rilevate nel prospetto dell'utile complessivo le variazioni di valore differenti dalla componente inclusa nel net interest.

Le rivalutazioni della passività netta per benefici definiti, rilevate nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, non sono successivamente riclassificate a conto economico.

Le obbligazioni relative a benefici a lungo termine sono determinate adottando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalle rivalutazioni sono rilevati interamente a conto economico.

Le passività per benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione anticipata del rapporto di lavoro (c.d. passività per termination benefit) sono iscritte nella data più immediata tra le seguenti: (a) il momento in

cui l'impresa non è più in grado di ritirare l'offerta di tali benefici offerti ai dipendenti; e (b) il momento in cui l'impresa rileva i costi di una ristrutturazione che implica il pagamento di benefici dovuti per la cessazione del rapporto di lavoro. Tali passività sono valutate sulla base della natura del beneficio concesso. La passività per termination benefit è determinata applicando le disposizioni previste: (i) per i benefici a breve termine, se ci si attende che i termination benefit siano corrisposti ai dipendenti interamente entro dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio in cui sono stati rilevati; o (ii) per i benefici a lungo termine se ci si attende che i termination benefit non siano corrisposti ai dipendenti interamente entro i dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio in cui sono stati rilevati.

Pagamenti basati su azioni

Il costo lavoro include, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assume, il costo del piano di incentivazione con pagamento basato su azioni. Il costo dell'incentivazione è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni che saranno effettivamente assegnate; la quota di competenza dell'esercizio è determinata pro-rata temporis lungo il vesting period, ossia il periodo intercorrente tra la data dell'attribuzione (cd. grant date) e la data di assegnazione. Il fair value delle azioni sottostanti il piano di incentivazione è determinato alla grant date tenendo conto delle previsioni in merito al raggiungimento dei parametri di performance associati a condizioni di mercato (ad es. Total Shareholder Return) e non è oggetto di rettifica negli esercizi successivi; quando l'ottenimento del beneficio è connesso anche a condizioni diverse da quelle di mercato, la stima relativa a tali condizioni è riflessa adeguando, lungo il vesting period, il numero di azioni che si prevede saranno effettivamente assegnate. Al termine del vesting period, nel caso in cui il piano non assegni azioni ai partecipanti per il mancato raggiungimento delle condizioni di performance, la quota del costo afferente le condizioni di mercato non è oggetto di reversal a conto economico.

Stime contabili e giudizi significativi: benefici per i dipendenti e pagamenti basati su azioni

I piani a benefici definiti sono valutati sulla base di eventi incerti e di ipotesi attuariali che comprendono, tra le altre, i tassi di sconto, il livello delle retribuzioni future, i tassi di mortalità, l'età di pensionamento e gli andamenti futuri delle spese sanitarie coperte.

Le principali assunzioni utilizzate per la quantificazione di tali benefici sono determinate come segue: (i) i tassi di sconto e di inflazione, si basano sui tassi che maturano su titoli obbligazionari corporate di elevata qualità (ovvero, in assenza di un "deep market" di tali titoli, sui rendimenti dei titoli di stato) e sulle aspettative inflazionistiche dell'area valutaria di riferimento; (ii) il livello delle retribuzioni future è determinato sulla base di elementi quali le aspettative inflazionistiche, la produttività, gli avanzamenti di carriera e di anzianità; (iii) il costo futuro delle prestazioni sanitarie è determinato sulla base di elementi quali l'andamento presente e passato dei costi delle prestazioni sanitarie, comprese assunzioni sulla crescita inflativa di tali costi, e le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto e il livello delle contribuzioni operate ai fondi sanitari; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la migliore stima dell'andamento di variabili, quali ad esempio la mortalità, il turnover e l'invalidità relative alla popolazione degli aventi diritto.

Normalmente si verificano differenze nel valore della passività (attività) netta dei piani per benefici ai dipendenti derivanti dalle cd. rivalutazioni rappresentate, tra l'altro, dalle modifiche delle ipotesi attuariali utilizzate, dalla differenza tra le ipotesi attuariali precedentemente adottate e quelle che si sono effettivamente realizzate e dal differente rendimento delle attività al servizio del piano rispetto a quello considerato nel net interest.

Ricavi da contratti con la clientela

La rilevazione dei ricavi da contratti con la clientela è basata sui seguenti cinque step: (i) identificazione del contratto con il cliente; (ii) identificazione delle performance obligation, rappresentate dalle promesse

contrattuali a trasferire beni e/o servizi a un cliente; (iii) determinazione del prezzo della transazione; (iv) allocazione del prezzo della transazione alle performance obligation identificate sulla base del prezzo di vendita stand alone di ciascun bene o servizio; (v) rilevazione del ricavo quando la relativa performance obligation risulta soddisfatta, ossia all'atto del trasferimento al cliente del bene o servizio promesso; il trasferimento si considera completato quando il cliente ottiene il controllo del bene o del servizio, che può avvenire nel continuo (over time) o in uno specifico momento temporale (at a point in time).

I ricavi sono rilevati per l'ammontare pari al fair value del corrispettivo a cui l'impresa ritiene di aver diritto in cambio dei beni e/o servizi promessi al cliente, con esclusione degli importi incassati per conto di terzi.

I ricavi sono rilevati per l'ammontare pari al fair value del corrispettivo a cui l'impresa ritiene di aver diritto in cambio dei beni e/o servizi promessi al cliente, con esclusione degli importi incassati per conto di terzi. Nel determinare il prezzo della transazione, l'ammontare del corrispettivo è rettificato per tener conto dell'effetto finanziario del tempo, nel caso in cui il timing dei pagamenti concordato tra le parti attribuisce ad una di esse un significativo beneficio finanziario. Il corrispettivo non è oggetto di rettifica per tener conto dell'effetto finanziario del tempo se all'inizio del contratto si stima che la dilazione di pagamento sia pari o inferiore ad un anno. In presenza di un corrispettivo variabile, l'impresa stima l'ammontare del corrispettivo a cui avrà diritto in cambio del trasferimento dei beni e/o servizi promessi al cliente; in particolare, l'ammontare del corrispettivo può variare in presenza di sconti, rimborsi, incentivi, concessioni sul prezzo, bonus di performance, penalità o qualora il prezzo stesso dipenda dal verificarsi o meno di taluni eventi futuri.

Se un contratto assegna al cliente un'opzione ad acquistare beni o servizi aggiuntivi, gratuitamente o a prezzi scontati (ad es. incentivi di vendita, punti premio del cliente, ecc.), tale opzione rappresenta una performance obligation distinta del contratto solo se l'opzione attribuisce al cliente un diritto significativo che non potrebbe vantare se non avesse sottoscritto il contratto.

Costi

I costi sono iscritti quando associati a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica, ovvero, quando non è possibile identificare l'utilità futura degli stessi.

I costi relativi alle quote di emissione connessi al rispetto delle normative di riferimento (ad es. Emission Trading Scheme), determinati sulla base dei prezzi di mercato, sono rilevati limitatamente alle quote di emissione di anidride carbonica eccedenti le assegnazioni gratuite. I costi relativi all'acquisto di diritti di emissione, in eccesso rispetto alla quantità necessaria a soddisfare gli obblighi normativi, sono capitalizzati e rilevati tra le attività immateriali. I proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione.

Differenze cambio

I ricavi e i costi relativi a operazioni in valuta diversa da quella funzionale sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta.

Le attività e passività monetarie in valuta diversa da quella funzionale sono convertite nella valuta funzionale applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento con imputazione dell'effetto a conto economico nella voce "Proventi (oneri) finanziari" o, se qualificate come strumenti di copertura dal rischio di cambio, nella voce che accoglie gli effetti economici prodotti dall'oggetto della copertura.

Le attività e passività non monetarie espresse in valuta diversa da quella funzionale, valutate al costo, sono iscritte al cambio di rilevazione iniziale; quando la valutazione è effettuata al fair value ovvero al valore recuperabile o di realizzo, è adottato il cambio corrente alla data di determinazione di tale valore.

Dividendi

Le distribuzioni da società controllate, joint venture e collegate sono imputate a conto economico quando è stabilito il diritto incondizionato a riceverne il pagamento. Una distribuzione eccedente il risultato economico complessivo dell'esercizio in cui è deliberata la distribuzione, rappresenta un evento che fa presumere una perdita di valore e, pertanto, comporta la necessità di verificare la recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione. I dividendi e gli acconti sui dividendi pagabili agli azionisti sono rappresentati come movimenti di patrimonio netto alla data in cui sono approvati, rispettivamente, dall'Assemblea degli Azionisti e dal Consiglio di Amministrazione.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile.

La società congiuntamente con Eni S.p.A., ha esercitato l'opzione per il regime fiscale del Consolidato fiscale nazionale che consente di determinare l'Ires su una base imponibile corrispondente alla somma algebrica degli imponibili positivi e negativi delle singole società che partecipano al consolidato. I rapporti economici, oltre che le responsabilità e gli obblighi reciproci, fra l'Eni SpA e le altre società del Gruppo che hanno aderito al consolidato fiscale sono definiti nel "Regolamento di partecipazione al regime di tassazione del Consolidato fiscale nazionale per le società del Gruppo Eni", secondo il quale: (i) le società controllate con imponibile positivo trasferiscono a Eni le risorse finanziarie corrispondenti alla maggiore imposta da questa dovuta per effetto della loro partecipazione al Consolidato nazionale, (ii) quelle con imponibile negativo ricevono una compensazione, su base proporzionale, pari al relativo risparmio d'imposta realizzato dall'Eni SpA se e nella misura in cui hanno prospettive di redditività che avrebbero consentito, in assenza del Consolidato fiscale nazionale, di rilevare imposte anticipate; l'eventuale importo non remunerato dall'Eni è rilevato nei limiti della sua recuperabilità. La società, in assenza di prospettive di reddito risultanti dai piani pluriennali, non rileva attività per imposte anticipate.

Conseguentemente la relativa imposta, al netto degli acconti versati, delle ritenute subite e in genere dei crediti d'imposta, è rilevata come debito o credito verso la controllante.

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti fiscalmente sulla base delle aliquote e della normativa applicabili negli esercizi in cui la differenza temporanea si annullerà, approvate o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento del bilancio. Le attività per imposte anticipate sono rilevate quando il loro recupero è considerato probabile, ossia quando si prevede la disponibilità di un reddito imponibile, nell'esercizio in cui si annullerà la differenza temporanea, tale da consentire di attivare la deduzione fiscale. Analogamente, nei limiti della loro recuperabilità, sono rilevati i crediti di imposta non utilizzati e le imposte anticipate sulle perdite fiscali. La recuperabilità delle attività per imposte anticipate è verificata con periodicità, almeno, annuale.

In presenza di incertezze nell'applicazione della normativa fiscale, l'impresa: (i) nei casi in cui ritenga probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, determina le imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio in funzione del trattamento fiscale applicato o che prevede di applicare in sede di dichiarazione dei redditi; (ii) nei casi in cui ritenga non probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, riflette tale incertezza nella determinazione delle imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio.

Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate a livello di singola impresa se riferite a imposte compensabili. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attività per imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Passività per imposte differite". Quando i risultati delle operazioni sono rilevati direttamente a patrimonio netto, le imposte correnti, anticipate e differite sono anch'esse imputate al patrimonio netto.

Stime contabili e giudizi significativi: imposte sul reddito

La corretta determinazione delle imposte sul reddito richiede l'interpretazione delle normative fiscali applicabili. Sebbene la società intenda mantenere con le autorità fiscali rapporti improntati alla trasparenza, al dialogo e alla collaborazione (ad es. rifiutando di attuare pianificazioni fiscali aggressive e

utilizzando, ove presenti, gli istituti previsti per mitigare il rischio di contenzioso fiscale), non si può escludere, con certezza, l'insorgenza di contestazioni con le autorità fiscali a seguito di interpretazioni non univoche delle normative fiscali. La composizione di una controversia fiscale, mediante un processo di negoziazione con le autorità fiscali o a seguito della definizione di un contenzioso, può richiedere diversi anni.

La stima dell'ammontare delle passività relative a trattamenti fiscali incerti è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale. Successivamente alla rilevazione iniziale, tali passività sono periodicamente aggiornate per riflettere le variazioni delle stime effettuate, a seguito di modifiche di fatti e circostanze rilevanti. La necessità di operare valutazioni complesse ed esercitare un giudizio manageriale riguarda inoltre le attività connesse con la verifica della recuperabilità delle imposte anticipate, afferenti a differenze temporanee e perdite fiscali, che richiede di operare stime e valutazioni in merito all'ammontare di redditi imponibili futuri e al relativo timing di realizzazione.

Valutazioni al fair value

Il *fair value* è il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività in una regolare transazione tra operatori di mercato (ossia non in una liquidazione forzata o in una vendita sottocosto) alla data di valutazione (exit price).

La determinazione del *fair value* è basata sulle condizioni di mercato esistenti alla data della valutazione e sulle assunzioni degli operatori di mercato (market-based). La valutazione del fair value suppone che l'attività o la passività sia scambiata nel mercato principale o, in assenza dello stesso, nel più vantaggioso a cui l'impresa ha accesso, indipendentemente dall'intenzione della società di vendere l'attività o di trasferire la passività oggetto di valutazione.

La determinazione del *fair value* di un'attività non finanziaria è effettuata considerando la capacità degli operatori di mercato di generare benefici economici impiegando tale attività nel suo massimo e migliore utilizzo, o vendendola ad un altro operatore di mercato che la impiegherebbe nel suo massimo e migliore utilizzo. La determinazione del massimo e migliore utilizzo dell'asset è effettuata dal punto di vista degli operatori di mercato anche nell'ipotesi in cui l'impresa intenda effettuare un utilizzo differente; si presume che l'utilizzo corrente da parte della società di un'attività non finanziaria sia il massimo e migliore utilizzo della stessa, a meno che il mercato o altri fattori non suggeriscano che un differente utilizzo da parte degli operatori di mercato sia in grado di massimizzarne il valore.

La valutazione del *fair value* di una passività, sia finanziaria che non finanziaria, o di un proprio strumento di equity, in assenza di un prezzo quotato, è effettuata considerando la valutazione della corrispondente attività posseduta da un operatore di mercato alla data della valutazione.

Il *fair value* degli strumenti finanziari è determinato considerando il rischio di credito della controparte di un'attività finanziaria (cd Credit Valuation Adjustment o CVA) e il rischio di inadempimento di una passività finanziaria da parte dell'entità stessa (cd Debit Valuation Adjustment o DVA).

In assenza di quotazioni di mercato disponibili, il fair value è determinato utilizzando tecniche di valutazione, adeguate alle circostanze, che massimizzano l'uso di input osservabili rilevanti, riducendo al minimo l'utilizzo di input non osservabili.

Le attività e passività valutate al fair value sono classificate secondo la gerarchia del fair value definita in funzione della significatività degli input utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli input utilizzati per la valutazione, la gerarchia del fair value prevede i seguenti livelli:

- a) Livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;
- b) Livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi);
- c) Livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

Stime contabili e giudizi significativi: fair value

La determinazione del fair value ancorché basata sulle migliori informazioni disponibili e sull'adozione di adeguate metodologie e tecniche di valutazione, risulta intrinsecamente caratterizzata da elementi di aleatorietà e dall'esercizio di un giudizio professionale e potrebbe determinare previsioni di valori differenti rispetto a quelli che si andranno effettivamente a realizzare.

2 Schemi di bilancio

Gli schemi di Bilancio sono gli stessi adottati nell'ultimo bilancio di esercizio.

Le attività e passività sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura.

Il prospetto dell'utile (perdita) complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS non sono rilevati a conto economico.

Il prospetto delle variazioni nelle voci del patrimonio netto presenta l'utile (perdita) complessivo dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.

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

3 Modifiche dei criteri contabili

Le modifiche ai principi contabili internazionali entrate in vigore dal 1° gennaio 2022 non hanno prodotto effetti.

4 Principi contabili di recente emanazione

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALLO IASB E OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

Con il Regolamento n. 2021/2036 emesso dalla Commissione Europea in data 19 novembre 2021 è stato omologato l'IFRS 17 "Contratti assicurativi" (di seguito IFRS 17) che sostituisce l'IFRS 4 "Contratti assicurativi" e definisce l'accounting dei contratti assicurativi emessi e dei contratti di riassicurazione posseduti. Le disposizioni dell'IFRS 17 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023.

Con il Regolamento n. 2022/357 emesso dalla Commissione Europea in data 2 marzo 2022, sono state omologate:

- le modifiche allo IAS 1 "Informativa sui principi contabili" (di seguito le modifiche), volte a fornire chiarimenti nell'individuazione delle accounting policy rilevanti da descrivere in bilancio. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023;
- le modifiche allo IAS 8 "Definizione di stime contabili" (di seguito le modifiche) che introducono la definizione di stime contabili essenzialmente al fine di agevolare la distinzione tra cambiamenti di stime contabili e cambiamenti di principi contabili. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023.

Con il Regolamento n. 2022/1392 emesso dalla Commissione Europea in data 11 agosto 2022 sono state omologate le modifiche allo IAS 12 "Imposte differite relative ad attività e passività derivanti da una

singola operazione" (di seguito le modifiche), volte a richiedere la rilevazione della fiscalità differita per le transazioni che, in sede di rilevazione iniziale, danno origine a differenze temporanee imponibili e deducibili di uguale importo. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023.

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALLO IASB E NON ANCORA OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

In data 23 gennaio 2020, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 1 "Classification of Liabilities as Current or Non-current" (di seguito le modifiche allo IAS 1), volte a fornire dei chiarimenti in materia di classificazione delle passività come correnti o non correnti. Ulteriori chiarimenti relativi alla classificazione, come correnti o non correnti, delle passività con covenant sono stati forniti con le modifiche apportate in data 31 ottobre 2022 ("Non-current Liabilities with Covenants"). Le suddette modifiche allo IAS 1 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2024.

In data 22 settembre 2022, lo IASB ha emesso le modifiche all'IFRS 16 "Lease Liability in a Sale and Leaseback", volte a chiarire la modalità di valutazione successiva delle passività per leasing a seguito di operazioni di *sale and leaseback*. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2024.

Enipower S.p.A. sta analizzando i principi contabili sopra indicati e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

ATTIVITA'

5 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di 56.198 migliaia di euro diminuiscono di 203.140 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2021 (259.338 migliaia di euro) in seguito al rimborso di capitale sociale e riserve a Eni come da delibere assembleari per 250.000 migliaia di euro e al pagamento dei dividendi agli azionisti per 95.000 migliaia di euro, fenomeni compensati dalla generazione di cassa di periodo.

Le disponibilità corrispondono essenzialmente ad attività finanziarie costituite da depositi di conto corrente ordinari in euro presso Eni S.p.A.. Per il conto corrente ordinario la giacenza media attiva è pari a 35.129 migliaia di euro.

6 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie di 75 migliaia di euro, non presenti al 31 dicembre 2021, sono relative a crediti finanziari a lungo termine strumentali all'attività operativa presso Eni S.p.A..

7 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e gli altri crediti di 308.925 migliaia di euro (277.836 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2021	31.12.2022
Crediti commerciali	277.401	308.437
Altri crediti:		
Altri	435	488
	435	488
	277.836	308.925

I crediti commerciali non sono generalmente produttivi di interessi e prevedono termini di pagamento che vanno mediamente da 15 giorni a 60 giorni.

I crediti commerciali di 308.437 migliaia di euro riguardano: crediti verso Eni per 260.191 migliaia di euro principalmente per le attività di Conto Lavorazione, tra cui il riaddebito di costi relativi a emission rights per 211.932 migliaia di euro, crediti verso altre imprese del gruppo Eni per 478 migliaia di euro, crediti verso clienti terzi per 44.076 migliaia di euro, crediti verso SEF per 1.884 migliaia di euro e crediti verso Enipower Mantova per 1.808 migliaia di euro.

Gli altri crediti di 488 migliaia di euro (435 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) si analizzano nella tabella sottostante.

(migliaia di euro)	31.12.2021	31.12.2022
Crediti per attività di disinvestimento		
Altri crediti:		
- acconti per servizi	3	22
- crediti verso il personale	80	46
- crediti verso istituti di previdenza	23	15
- altri crediti	321	405
- compagnie di assicurazione	8	
	435	488

I crediti sono tutti in valuta euro.

La seguente tabella illustra le informazioni sull'esposizione lorda al rischio di credito e sul fondo svalutazione con riferimento a crediti commerciali e altri crediti correnti, per i quali è stata effettuata una valutazione analitica e/o sulla base del modello generico, elaborata sulla base di rating interni:

(migliaia di euro)	<u>Crediti in bonis</u>			<u>Default</u>	<u>Totale</u>
	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto		
31.12.2021					
Clientela Business / oggetto di valutazione analitica	1.755	28.964	587	4.716	36.022
National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni					0
Partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione					
Altre controparti valutate con il modello generico	246.735				246.735
Valore contabile lordo al 31 dicembre 2021	248.490	28.964	587	4.716	282.757
Fondo svalutazione		(228)	(12)	(4.681)	(4.921)
Valore contabile netto al 31 dicembre 2021	248.490	28.736	575	35	277.836

(migliaia di euro)	<u>Crediti in bonis</u>			<u>Default</u>	<u>Totale</u>
	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto		
31.12.2022					
Clientela Business / oggetto di valutazione analitica	617	44.673		3.421	48.711
National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni					0
Partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione					
Altre controparti valutate con il modello generico	263.928				263.928
Valore contabile lordo al 31 dicembre 2022	264.545	44.673	0	3.421	312.639
Fondo svalutazione		(312)		(3.402)	(3.714)
Valore contabile netto al 31 dicembre 2022	264.545	44.361	0	19	308.925

In "Altre controparti - rischio basso" sono inclusi crediti verso società del Gruppo Eni per i quali è stato considerato un Expected loss pari a zero.

I crediti verso altre controparti includono i crediti per i quali è adottato il modello generico, nonché, al fine di salvaguardare le esigenze di quadratura con la voce di bilancio, i crediti per i quali non è stata determinata l'expected loss (perché fuori dall'ambito di applicazione definito internamente).

I crediti commerciali e altri crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 3.714 migliaia di euro (4.921 migliaia di euro al 31 dicembre 2021). La seguente tabella illustra le variazioni di tale fondo svalutazione intervenute nell'esercizio 2022:

(migliaia di euro)	<u>Crediti commerciali</u>	<u>Altri crediti</u>
Fondo svalutazione al 1° gennaio 2021 ex IAS 39	4.785	
- accantonamenti netti su crediti commerciali e altri crediti in bonis		
- accantonamenti netti su crediti commerciali e altri crediti in default	151	
- utilizzi su crediti commerciali e altri crediti in bonis		
- utilizzi su crediti commerciali e altri crediti in default		
- altre variazioni	(15)	
Fondo svalutazione al 31 dicembre 2021	4.921	
	<u>Crediti commerciali</u>	<u>Altri crediti</u>
Fondo svalutazione al 1° gennaio 2022 ex IAS 39	4.921	
- accantonamenti netti su crediti commerciali e altri crediti in bonis	54	
- accantonamenti netti su crediti commerciali e altri crediti in default		
- utilizzi su crediti commerciali e altri crediti in bonis		
- utilizzi su crediti commerciali e altri crediti in default		
- altre variazioni	(1.261)	
Fondo svalutazione al 31 dicembre 2022	3.714	

Nel 2022 il fondo svalutazione crediti commerciali si è decrementato per 1.207 migliaia di euro in seguito allo stralcio di crediti per passaggi a perdita per la chiusura di una procedura fallimentare per 1.261 migliaia di euro parzialmente compensato dall'accantonamento dell'esercizio per 54 migliaia di euro.

La valutazione al fair value dei crediti commerciali e altri crediti non produce effetti significativi, considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota 32.

8 Rimanenze

Le rimanenze di 22.808 migliaia di euro (22.976 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2021					31.12.2022				
	Prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Materiali tecnici	Totale	Prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Materiali tecnici	Totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	19	88		22.869	22.976	18	95		22.695	22.808
Totale rimanenze correnti	19	88		22.869	22.976	18	95		22.695	22.808

Le rimanenze relative all'attività di produzione di energia elettrica sono costituite da greggio, gas naturale, e prodotti petroliferi per 18 migliaia di euro, prodotti chimici per 95 migliaia di euro e altre materie prime, sussidiarie e di consumo per 22.695 migliaia di euro. Tali rimanenze riguardano essenzialmente i materiali diversi disponibili per l'attività di produzione di energia elettrica e manutenzione degli impianti.

La diminuzione di 168 migliaia di euro rispetto al 2021 è riconducibile ai consumi dell'anno per attività manutentive e alla svalutazione dell'esercizio di 30 migliaia di euro per materiali e ricambi presenti a magazzino, ma non movimentati da oltre 60 mesi.

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di 595 migliaia di euro (565 migliaia di euro al 31 dicembre 2021).

(migliaia di euro)	2021	2022
Valore iniziale - Fondo svalutazione rimanenze correnti	(121)	(565)
Svalutazioni	(506)	(38)
Riprese di valore	62	8
Valore finale - Fondo svalutazione rimanenze correnti	(565)	(595)

Il fondo svalutazione è così composto: 8 migliaia di euro per il sito di Bolgiano, 142 migliaia di euro per il sito di Brindisi, 215 migliaia di euro per il sito di Ferrera Erbognone, 230 migliaia di euro per il sito di Ravenna.

Sulle rimanenze non sono costituite garanzie reali.

9 Attività e passività per imposte

Le attività passività per imposte sul reddito correnti si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2021				31.12.2022			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Imposte sul reddito	461	61	21.136	-	1.179	61	20.870	-
- Ires			21.136		-		20.870	
- Irap	461				1.179			
- Crediti per istanze di rimborso		61				61		

Le passività per imposte sul reddito correnti di 20.870 migliaia di euro (21.136 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) si riferiscono al debito Ires per consolidato fiscale nei confronti di Eni.

Le attività per imposte sul reddito correnti di 1.179 migliaia di euro si riferiscono ai crediti verso l'erario per Irap corrente (461 migliaia di euro nel 2021).

Le attività per crediti per istanza di rimborso espongono i crediti comprensivi di interessi relativi a imposte sul reddito presentate negli anni 2009 e 2013 (61 migliaia di euro).

10 Attività passività per altre imposte

Si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2021				31.12.2022			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non Correnti	Correnti	Non Correnti	Correnti	Non Correnti	Correnti	Non Correnti
Altre imposte e tasse	362	0	861	0	1.593	0	972	0
-Altri crediti verso l'amministrazione finanziaria	362				1.593			
-Ritenute Irpef su lavoro dipendente			859				934	
- Altre imposte e tasse			2				38	

Le attività di 1.593 migliaia di euro (362 migliaia di euro nel 2021) sono relative a crediti di imposta verso l'amministrazione finanziaria per investimenti per 1.327 migliaia di euro e a crediti di imposta per società non energivore per 266 migliaia di euro.

Le passività per altre imposte di 972 migliaia di euro (861 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) sono costituite prevalentemente da debiti verso l'erario per ritenute relative al personale dipendente.

11 Altre attività e altre passività

(migliaia di euro)	31.12.2021				31.12.2022			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non Correnti	Correnti	Non Correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	5						590	
Attività e passività da contratti con la clientela	7	35	426	1.333	2.364	34	427	907
Depositi cauzionali		21		3.333		21		4.589
Altre		145		486		60		405
	12	201	426	5.152	2.364	115	1.017	5.901

Il fair value su strumenti finanziari derivati è relativo alla stipulazione del derivato di copertura su cambi per la realizzazione entro il 2023 di due nuove turbine a Ravenna (Progetto Peakers) per le quali il fornitore ha richiesto il pagamento in dollari.

Le altre attività correnti di 2.364 migliaia di euro (12 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) sono costituite principalmente da risconti su premi assicurativi e commissioni di garanzie verso Eni.

Le altre attività non correnti ammontano a 115 migliaia di euro (201 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) e riguardano: (i) il risconto per il diritto di superficie acquisito da Eni Rewind con durata 34 anni per 34 migliaia di euro; (ii) i depositi cauzionali verso fornitori terzi per 21 migliaia di euro; (iii) altri crediti non correnti al netto del relativo fondo svalutazione per 60 migliaia di euro.

Le altre passività correnti di 427 migliaia di euro (426 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) si riferiscono a risconti passivi di proventi diversi.

Le altre passività non correnti di 5.901 migliaia di euro (5.152 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) si riferiscono principalmente a: (i) risconti passivi a lungo termine di proventi diversi per 907 migliaia di euro; (ii) depositi cauzionali ricevuti da Eni per 3.682 migliaia di euro come garanzia a fronte del contratto di Trasporto e Misura.

12 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari di 755.804 migliaia di euro (748.589 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) si compongono come segue:

	Valore iniziale netto al 31.12.2020	Incrementi	Ammortamenti	Cessioni	Svalutazioni	Riprese di valore	Riduzioni	Trasferimenti	Altre variazioni	Valore finale netto al 31.12.2021	Valore finale lordo al 31.12.2021	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2021
31.12.2021	Investimenti											
Attività destinate all'utilizzo:												
Terreni e fabbricati	37.638		(1.160)					1.231		37.709	64.824	27.115
Altri impianti e macchinari	662.813		(58.919)	(596)	(444)	18.868	(693)	52.226		673.255	2.322.612	1.649.357
Attrezzature industriali e commerciali	1.669	132	(349)					161		1.613	5.672	4.059
Altri beni	358	20	(127)					12		263	3.968	3.705
Altre immobilizzazioni in corso e acconti	35.724	73.385			(19.529)			(53.630)	(201)	35.749	55.279	19.530
TOTALE	738.202	73.537	(60.555)	(596)	(19.973)	18.868	(693)		(201)	748.589	2.452.355	1.703.766
	Valore iniziale netto al 31.12.2021	Incrementi	Ammortamenti	Cessioni	Svalutazioni	Riprese di valore	Riduzioni	Trasferimenti	Altre variazioni	Valore finale netto al 31.12.2022	Valore finale lordo al 31.12.2022	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2022
31.12.2022	Investimenti											
Attività destinate all'utilizzo:												
Terreni e fabbricati	37.709		(1.359)	(29)			(274)	2.299		38.346	66.682	28.336
Altri impianti e macchinari	673.255	(65)	(72.941)		(32.364)			42.094	(1.328)	608.651	2.348.103	1.710.851
Attrezzature industriali e commerciali	1.613	83	(317)					161		1.540	5.915	4.375
Altri beni	263	2	(104)					1		162	3.971	3.809
Altre immobilizzazioni in corso e acconti	35.749	115.590						(44.555)	321	107.105	126.634	19.529
TOTALE	748.589	115.610	(74.721)	(29)	(32.364)		(274)		(1.007)	755.804	2.551.305	1.766.900

I terreni (22.812 migliaia di euro) riguardano terreni industriali.

I fabbricati (15.534 migliaia di euro) riguardano fabbricati industriali e commerciali.

Gli impianti e macchinari (608.651 migliaia di euro) riguardano principalmente le centrali termoelettriche di Brindisi, Ferrera Erbognone, Ravenna e Bolgiano (503.796 migliaia di euro), le palette delle turbine a gas degli impianti di ricondizionamento (35.084 migliaia di euro), le linee di trasporto A.T. (22.479 migliaia di euro), la rete di distribuzione di teleriscaldamento di Bolgiano (19.691 migliaia di euro), le sottostazioni di trasformazione delle centrali (11.538 migliaia di euro), gli impianti di depurazione e trattamento delle acque industriali (1.215 migliaia di euro) e impianti specifici (13.846 migliaia di euro).

Le attrezzature industriali e commerciali (1.540 migliaia di euro) riguardano attrezzatura d'ufficio e di laboratorio, nonché mezzi di trasporto interno.

Gli altri beni (162 migliaia di euro) riguardano mobili ed arredi e macchine d'ufficio elettroniche.

Le immobilizzazioni in corso e acconti (107.105 migliaia di euro) riguardano principalmente le seguenti attività:

- per la centrale di Bolgiano interventi di manutenzione degli impianti esistenti per 1.338 migliaia di euro;
- per la centrale di Brindisi interventi di manutenzione degli impianti esistenti per 15.087 migliaia di euro;
- per la centrale di Erbognone interventi di manutenzione degli impianti esistenti per 14.613 migliaia di euro;
- per la centrale di Ravenna interventi di manutenzione degli impianti esistenti per 55.944 migliaia di euro.

Gli acconti al 31 dicembre 2022 sono pari a 20.024 migliaia di euro (23.320 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) e sono relativi principalmente alla realizzazione di due nuove turbine a Ravenna per 18.123 migliaia di euro (Progetto Peakers).

Gli investimenti hanno riguardato:

- all'avanzamento del progetto destinato allo sviluppo e all'installazione di due nuove turbine "Peakers" presso il sito di Ravenna per 47.440 migliaia di euro;
- l'acquisto di palette e l'attività di ricondizionamento delle turbine a gas (38.915 migliaia di euro);
- le iniziative destinate a garantire l'operatività, l'upgrading e l'efficienza energetica degli impianti per 29.255 migliaia di euro. Tra i principali interventi si annoverano nel sito di Ravenna il progetto per l'installazione di una nuova caldaia, il revamping dei sistemi di controllo e i ricambi strategici per la turbina a gas.

Si segnalano inoltre crediti d'imposta per investimenti per 1.122 migliaia iscritti a deduzione delle immobilizzazioni.

Al 31 dicembre 2022 gli Amministratori hanno effettuato un "test di impairment" al fine di verificare la recuperabilità del valore delle centrali elettriche sulla base dei flussi di cassa attesi attualizzati e rinvenienti dai piani della società. Per calcolare il valore recuperabile delle CGU si sono considerate le seguenti ipotesi: (i) l'orizzonte temporale considerato per i flussi di cassa coincide con la vita utile di ogni Centrale termoelettrica; (ii) i ricavi e il risultato operativo lordo fanno riferimento all'evoluzione del contratto di tolling con Eni e dei contratti di trasporto e misura; (iii) la manovra investimenti è quella ipotizzata nel piano quadriennale e per gli anni successivi fino al termine della vita utile di ogni CGU ed è stata inserita la programmazione degli investimenti in continuità a garanzia dell'esercizio delle centrali; (iv) i costi di smantellamento a fine vita utile della centrale al netto dei costi di recupero di materiali; (v) il terminal value della CGU è composto da: (i) valore dei terreni e dei fabbricati, (ii) valore residuo degli asset delle RIU; (iii) per Ferrera Erbognone il valore della rete elettrica che collega il Green Data Center; (iv) per Brindisi il terminal value della nuova caldaia; (v) per Ravenna il terminal value della nuova caldaia in costruzione; (vi) il tasso di sconto per attualizzare i flussi di cassa attesi della società è calcolato ponderando i seguenti tassi: 4,60% che rappresenta il rischio dell'attività di tolling, 6,60% che rappresenta il rischio delle altre attività (RIU e utilities) per i rispettivi ebitda della CGU. Il tasso di sconto risultante è pari a 4,70%; (vii) il tax rate teorico applicato ai flussi è composto da Irap e Ires pari rispettivamente al 4,4% e 24%.

In seguito alle risultanze dell'impairment test effettuato sulle immobilizzazioni materiali si è effettuata una svalutazione netta di cespiti pari a 28.601 migliaia di euro. Si evidenziano una svalutazione di valore di 11.505 migliaia di euro sulla Cash Generating Unit di Brindisi, una svalutazione di valore di 6.135 migliaia di euro sulla Cash Generating Unit di Ferrera Erbognone, una svalutazione di 17.543 migliaia di euro sulla Cash Generating Unit di Ravenna e una ripresa di valore di 6.582 migliaia di euro sulla Cash Generating Unit costituita dalle nuove turbine "Peakers" a Ravenna, oggetto di svalutazione per 19.529 migliaia di euro nel 2021.

Inoltre, sono state effettuate ulteriori svalutazioni per 3.763 migliaia in seguito ai danni verificatesi per eventi accidentali presso il sito Brindisi riguardanti gli impianti CC1 e CC2 per i componenti non più utilizzabili nel processo produttivo.

I principali coefficienti di ammortamento annui adottati, rimasti invariati dall'anno precedente sono i seguenti:

	(%)
Fabbricati	3 - 15
Impianti e Macchinari (CTE)	2 - 52
Impianti e Macchinari (sottostazioni)	2 - 10
Impianti e Macchinari	2 - UOP
Impianti specifici	4 - 12
Attrezzature industriali e commerciali	6 - 35
Arredi e machine d'ufficio	12
Macchine Elettroniche	20

13 Attività immateriali

Le attività immateriali pari a 88 migliaia di euro (132 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) si compongono come segue:

	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Radiazioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo Ammortamento e svalutazione
31.12.2021								
Attività immateriali a vita utile definita								
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	177		(45)			132	7.026	(6.894)
- Altre attività immateriali								
	177		(45)			132	7.026	(6.894)
31.12.2022								
Attività immateriali a vita utile definita								
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	132		(44)			88	7.026	(6.938)
- Altre attività immateriali								
	132		(44)			88	7.026	(6.938)

Le attività immateriali sono costituite dal software per la gestione del servizio di Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM). L'investimento e i costi operativi, in virtù di un contratto di servizi, sono riconosciuti da Eni alla società.

14 Operazioni di leasing in qualità di lessee

I diritti di utilizzo di attività in leasing comprendono le reti elettriche presso Brindisi e Ravenna in locazione da Versalis e Eni Rewind per 10.677 migliaia di euro, l'impianto di demineralizzazione e finissaggio dell'acqua presso lo stabilimento di Brindisi per 4.038 migliaia di euro, le aree prese in affitto da Eni Rewind a Ravenna per la realizzazione di due nuove turbine a Ravenna (Progetto Peakers) per 157 migliaia di euro e le auto in leasing per 250 migliaia di euro.

Gli ammortamenti pari a 1.575 migliaia di euro sono calcolati sulla base della durata dei contratti.

(migliaia di euro)	Diritto di utilizzo beni in leasing				Totale
	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	
Valore netto al 01.01.2021		10.586		188	10.773
Incrementi		12.471		300	12.771
Ammortamenti		(1.374)		(114)	(1.488)
Altre variazioni		(5.840)		(35)	(5.875)
Valore netto al 31.12.2021		15.842		339	16.181
Valore lordo al 31.12.2021		18.011		481	18.492
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2021		(2.169)		(142)	(2.311)

(migliaia di euro)	Diritto di utilizzo beni in leasing				Totale
	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	
Valore netto al 01.01.2022		15.842		339	16.181
Incrementi		215	273	37	525
Ammortamenti (*)	-	58	-	1.400	1.575
Altre variazioni				9	(9)
Valore netto al 31.12.2022		157	14.715	250	15.122
Valore lordo al 31.12.2022		215	18.283	492	18.990
Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2022	-	58	(3.568)	(242)	(3.868)

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

Le passività per leasing ammontano a 13.535 migliaia di euro (15.029 migliaia di euro nel 2021) e si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	Passività per leasing		Totale
	Breve termine	Lungo termine	
Saldo iniziale 01.01.2021	1.901	7.914	9.815
Incrementi		12.770	12.770
Decrementi	(1.751)		(1.751)
Altre variazioni	1.960	(7.765)	(5.805)
Valore al 31.12.2021	2.110	12.919	15.029

(migliaia di euro)	Passività per leasing		Totale
	Breve termine	Lungo termine	
Saldo iniziale 01.01.2022	2.110	12.919	15.029
Incrementi		525	525
Decrementi	(2.009)		(2.009)
Altre variazioni	2.218	(2.228)	(10)
Valore al 31.12.2022	2.319	11.216	13.535

Gli ammontari rilevati a conto economico si analizzano come segue:

	(migliaia di euro)	
	2021	2022
Altri ricavi e proventi		
- plusvalenze da operazioni di sale-and-leaseback	203	6
Importo rilevato a conto economico	203	6
Ammortamenti		
amm. Diritto d'uso - terreni		58
amm. Diritto d'uso - impianti	1374	1.399
amm. Diritto d'uso - altri beni	114	118
Importo rilevato a conto economico	1488	1.575
Proventi e oneri finanziari		
- interessi passivi su passività per beni in leasing	523	268
Importo rilevato a conto economico	523	268
	1808	1.837

15 Riprese di valore (Svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo di beni in leasing

(migliaia di euro)	2021	2022
Svalutazioni:		
- attività materiali	(19.529)	(38.946)
	(19.529)	(38.946)
a dedurre:		
- riprese di valore attività materiali	18.423	6.582
	18.423	6.582
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali	(1.106)	(32.364)

Nel 2022 in seguito alle risultanze dell'impairment test effettuato sulle immobilizzazioni materiali si è effettuata la svalutazione di valore netta di cespiti per 28.601 migliaia di euro. Si evidenziano una svalutazione di valore di 11.505 migliaia di euro sulla Cash Generating Unit di Brindisi, una svalutazione di valore di 6.135 migliaia di euro sulla Cash Generating Unit di Ferrera Erbognone, una svalutazione di 17.543 migliaia di euro sulla Cash Generating Unit di Ravenna e una ripresa di valore di 6.582 migliaia di

euro sulla Cash Generating Unit costituita dalle nuove turbine "Peakers" a Ravenna, oggetto di svalutazione per 19.529 migliaia di euro nel 2021.

Inoltre, nel quarto trimestre 2022 in seguito ai danni verificatesi per eventi accidentali presso il sito Brindisi riguardanti gli impianti CC1 e CC2 si è proceduto alla svalutazione dei componenti non più utilizzabili nel processo produttivo per 3.763 migliaia di euro.

16 Partecipazioni

Le partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint venture pari a 180.000 migliaia di euro (179.010 al 31 dicembre 2021) sono di seguito indicate:

	Saldo iniziale	Acquisizioni e sottoscrizioni	Cessioni e rimborsi	Rettifiche di valore	Effetto di valutazione al fair value	Altre variazioni	Valore netto al 31.12.2021	Fondo svalutazione al 31.12.2021
(migliaia di €)								
Partecipazioni in:								
- imprese controllate	90.610						90.610	(145)
- imprese collegate e joint venture	86.700						86.700	(106)
- imprese collegate	1.700						1.700	
totale	179.010						179.010	(251)

	Saldo iniziale	Acquisizioni e sottoscrizioni	Cessioni e rimborsi	Rettifiche di valore	Effetto di valutazione al fair value	Altre variazioni	Valore netto al 31.12.2022	Fondo svalutazione al 31.12.2022
(migliaia di €)								
Partecipazioni in:								
- imprese controllate	90.610						90.610	(145)
- imprese joint venture	86.700						86.700	(106)
- imprese collegate	1.700	990					2.690	
totale	179.010						180.000	(251)

L'aumento della partecipazione in Ravenna Servizi Industriali per 990 migliaia di euro è avvenuto in seguito a delibera societaria del 19 dicembre con conseguente iscrizione del debito per partecipazioni sottoscritte da versare.

Le partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint venture sono di seguito indicate:

Denominazione	Sede legale	Sede operativa principale	Valuta	Capitale	Patrimonio netto	Utile (perdita)	Quota % posseduta	Valore di iscrizione al 31.12.2022	Fondo copertura perdite	Valore netto al 31.12.2022	Valore al patrimonio netto	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto
(migliaia di €)												
Imprese controllate:												
Enipower Mantova S.p.A.	San Donato Milanese	Mantova	EUR	144.000	217.189		86,50%	90.610		90.610	187.868	97.258
Imprese collegate:												
Ravenna Servizi Industriali	Ravenna	Ravenna	EUR	5.597	13.895		30,37%	2.690		2.690	4.220	1.530
Joint venture:												
SEF S.r.l.	San Donato Milanese	Ferrara	EUR	140.000	228.328		51,00%	86.700		86.700	116.447	29.747

17 Altre partecipazioni

Le altre partecipazioni per le quali il fair value non è determinabile in modo attendibile sono valutate al costo e si analizzano come di seguito indicato:

	Saldo iniziale	Aquisizioni e sottoscrizioni	Alienazioni	Effetto valutazione al fair value	Differenze di cambio	Altre variazioni	Valore finale
(migliaia di euro)							
31.12.2022							
- Brindisi Servizi Generali S.c.a.r.l.	138	34					172
- D.T.N.E. S.c.a.r.l.	5						5
	143						177

PASSIVITA'

18 Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e gli altri debiti di 412.652 migliaia di euro (328.158 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2021	31.12.2022
Debiti commerciali	278.724	333.613
Altri debiti:		
Debiti per attività di investimento	23.528	52.014
Debiti verso altri	25.906	26.190
	49.434	78.204
	328.158	411.817

I debiti commerciali di 333.613 migliaia di euro (278.724 migliaia di euro nel 2021) si riferiscono a debiti verso Eni per 56.557 migliaia di euro, verso Enipower Mantova per 192 migliaia di euro, verso imprese del gruppo Eni per 3.187 migliaia di euro, verso imprese collegate per 1.123 migliaia di euro, verso SEF per 54 migliaia di euro, verso il mercato per acquisto di emission rights per 211.932 migliaia di euro e verso fornitori terzi per 60.568 migliaia di euro).

I debiti commerciali e altri debiti sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per 409.709 migliaia di euro e 2.943 migliaia di euro. I debiti in dollari USA sono relativi alla realizzazione di due nuove turbine a Ravenna (Progetto Peakers) per le quali il fornitore ha richiesto il pagamento in dollari.

Gli altri debiti di 78.204 migliaia di euro (49.434 migliaia di euro nel 2021) si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2021	31.12.2022
Debiti verso:		
- fornitori per attività di investimento	23.528	52.014
- personale	2.441	2.709
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	1.742	1.630
- consulenti e professionisti	121	152
- debiti verso Eni per consolidato fiscale Ires	21.136	20.870
- debiti verso Eni per Iva di Gruppo		46
- altri debiti	466	783
	49.434	78.204

La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota 32.

19 Variazioni delle passività finanziarie derivanti da attività di finanziamento

Di seguito è fornita una riconciliazione delle passività finanziarie derivanti da attività di finanziamento che evidenzia le variazioni (monetarie e non monetarie) di tali passività:

(migliaia di euro)

	31.12.2021	Variazioni senza impatti sui flussi di cassa					Altre variazioni	31.12.2022
		Variazioni dei flussi di cassa	Acquisizioni/ Cessioni di business	Nuovi leasing	Differenze cambio da conversione	Variazioni di fair Value		
Passività finanziarie a lungo termine e relative quote a breve								0
Passività per leasing a breve termine	2.110	(2.010)					2.219	2.319
Passività per leasing a lungo termine	12.919			525			(2.228)	11.216
Totale passività nette derivanti da attività di finanziamento	15.029	(2.010)		525			(9)	13.535

La società non ha debiti finanziari a lungo termine in valuta diversa dall'euro.
Al 31 dicembre 2022 non vi sono passività finanziarie garantite da depositi vincolati.

20 Analisi dell'indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è così articolato:

(migliaia di €)

	31.12.2021			31.12.2022		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide	259.338		259.338	56.198		56.198
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide			-			-
C. Altre attività finanziarie correnti			-			-
D. Liquidità (A+B+C)	259.338		259.338	56.198		56.198
E. Debito finanziario corrente	2.110		2.110	2.319		2.319
F. Parte corrente del debito finanziario non corrente	-		-			-
G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)	2.110		2.110	2.319		2.319
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)	(257.228)		(257.228)	(53.879)		(53.879)
I. Debito finanziario non corrente		12.919	12.919		11.216	11.216
J. Strumenti di debito						
K. Debiti commerciali e altri debiti non correnti						
L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)	-	12.919	12.919		11.216	11.216
M. Totale indebitamento finanziario (H+L)	(257.228)	12.919	(244.309)	(53.879)	11.216	(42.663)

21 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri di 8.550 migliaia di euro (7.490 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) si compongono come segue:

(migliaia di euro)

	Valore al 31.12.2021	Accantonamenti	Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Altre variazioni	Valore al 31.12.2022
Fondo abbandono e ripristino siti							
Fondo rischi ambientali	3.129	1.661	(150)	470			4.170
Fondo rischi per contenziosi	254						254
Fondo per imposte non sul reddito	3.881						3.881
Fondo esodi agevolati	55			14	31		10
Fondo mutua assicurazione OIL	62	91					153
Altri fondi (*)	109	31		27	34	3	82
totale	7.490	1.783	(150)	511	65	3	8.550

Il fondo rischi e oneri ambientali di 4.170 migliaia di euro riguarda i costi ambientali relativi a bonifiche presso i siti produttivi dove sono presenti le centrali Enipower. Tale fondo si è incrementato di 1.041 migliaia di euro principalmente per effetto dell'accantonamento di 1.661 migliaia di euro parzialmente compensato dall'utilizzo a fronte oneri di 470 migliaia di euro e dall'adeguamento del fondo per attualizzazione per 150 migliaia di euro. L'accantonamento al fondo è relativo per 1.659 migliaia di euro a maggiori costi che si prevedono di sostenere per il trattamento di bonifica di acque di falda presso lo stabilimento di Brindisi.

Il fondo include:

- le attività di bonifica da eseguire presso il sito di Bolgiano (386 migliaia di euro);
- le attività di bonifica da eseguire presso il sito di Brindisi (3.784 migliaia di euro).

Il fondo rischi per vertenze legali e contenziosi pari a 254 migliaia di euro si riferisce principalmente a pretese di terzi a seguito della costituzione di servitù per la posa di elettrodotti, acquisite con l'incorporazione di Enipower Trasmissione avvenuta nel 2009, tale fondo è rimasto invariato rispetto al 31 dicembre 2021.

Il fondo rischi per contenzioso "Altre imposte" di 3.881 migliaia di euro si riferisce a: (i) contenziosi che riguardano imposte di consumo sull'energia elettrica per 1.099 migliaia di euro; (ii) contenziosi relativi ad avvisi di accertamento riguardanti ICI per 2.782 migliaia di euro relativi al sito di Brindisi per gli anni 2006, 2007 e 2008.

Il fondo per esodi agevolati di 10 migliaia di euro si decrementa per utilizzi a fronte oneri e per esubero riferiti prevalentemente alla mobilità relativa agli anni 2010 /2011 e 2013/2014.

Il fondo unfunded losses (Mutua Assicurazione OIL) di 153 migliaia di euro si riferisce agli oneri accertati, ma differiti temporalmente negli esercizi successivi, dell'"unfunded losses" attribuito da Eni S.p.A. alla società sulla base dei weighted gross assets US GAAP dichiarati alla Oil Insurance Ltd (Oil).

Gli altri fondi di 82 migliaia di euro sono composti dal fondo oneri sociali e TFR su incentivo monetario per gli oneri che si prevedono di sostenere a fronte di costi accessori sugli incentivi monetari differiti assegnati ai dirigenti della società.

Il fondo per contenzioso lavoro di 34 migliaia di euro al 31 dicembre 2021 è stato utilizzato per esubero nel corso dell'anno.

22 Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti di 3.587 migliaia di euro (4.465 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) si articolano come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2021	31.12.2022
Piani a benefici definiti:		
- TFR	3.142	2.483
- Fisd, altri piani medici esteri e altri	722	520
	3.864	3.003
Altri fondi per benefici ai dipendenti	601	584
	4.465	3.587

Il fondo trattamento di fine rapporto, disciplinato dall'art. 2120 del codice civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti delle imprese italiane all'atto della cessazione del rapporto di lavoro.

L'indennità, erogata sotto forma di capitale, è pari alla somma di quote di accantonamento calcolate sulle voci retributive corrisposte in dipendenza del rapporto di lavoro e rivalutate fino al momento della cessazione dello stesso. Per effetto delle modifiche legislative introdotte a partire dal 1° gennaio 2007, il trattamento di fine rapporto maturando sarà destinato ai fondi pensione, al fondo di tesoreria istituito presso l'Inps ovvero, nel caso di imprese aventi meno di 50 dipendenti, potrà rimanere in azienda. Questo comporta che una quota significativa del trattamento di fine rapporto maturando sia classificato come un piano a contributi definiti in quanto l'obbligazione dell'impresa è rappresentata esclusivamente dal versamento dei contributi al fondo pensione ovvero all'Inps. La passività relativa al trattamento di fine rapporto antecedente al 1° gennaio 2007 continua a rappresentare un piano a benefici definiti da valutare secondo tecniche attuariali.

Il fondo integrativo sanitario dirigenti aziende Gruppo Eni (FISDE) accoglie la stima degli oneri, determinati su basi attuariali, relativi ai contributi da corrispondere al fondo integrativo sanitario a beneficio dei dirigenti in servizio e pensione.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano: (i) piani a benefici definiti per premi di anzianità e Fondo Gas per 343 migliaia di euro; (ii) benefici a lungo termine per incentivo monetario differito per 241 migliaia di euro.

I piani di incentivazione monetaria differita assegnati ai dirigenti che hanno conseguito gli obiettivi prefissati, e i piani di incentivazione a lungo termine, che saranno erogati al termine del *vesting period*, accolgono la stima dei compensi variabili in relazione alle performance aziendali.

I premi di anzianità sono benefici erogati al raggiungimento di un periodo minimo di servizio in azienda e, per quanto riguarda l'Italia, sono erogati in natura.

I piani di incentivazione monetaria differita e a lungo termine, nonché i premi di anzianità rappresentano piani per benefici a lungo termine.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

	31.12.2021					31.12.2022				
	TFR	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
(migliaia di euro)										
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	3.470	872	4.342	804	5.146	3.142	722	3.864	601	4.465
Costo corrente		20	20	144	164		15	15	107	122
Interessi passivi	10	2	12	1	13	31	7	38	4	42
Rivalutazioni:										
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	9	(18)	(9)	(5)	(14)			0		0
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(30)	24	(6)	9	3	(584)	(181)	(765)	(42)	(807)
- Effetto dell'esperienza passata	47	3	50	(3)	47	125		125	4	129
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione			0		0			0		0
Benefici pagati	(250)	(22)	(272)	(183)	(455)	(288)	(22)	(310)	(102)	(412)
Aggregazioni aziendali, dimissioni e trasferimenti	(114)	(159)	(273)	(166)	(439)	57	(21)	36	12	48
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	3.142	722	3.864	601	4.465	2.483	520	3.003	584	3.587
Passività netta rilevata in bilancio (a-b-c+d)	3.142	722	3.864	601	4.465	2.483	520	3.003	584	3.587

I costi per benefici ai dipendenti, determinati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come di seguito indicato:

	31.12.2021					31.12.2022				
	TFR	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
(migliaia di euro)										
Costo corrente		20	20	144	164		15	15	107	122
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione										
Interessi passivi (attivi) netti:										
- Interessi passivi sull'obbligazione	10	2	12	1	13	31	7	38	4	42
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano										
Totale interessi passivi (attivi) netti	10	2	12	1	13	31	7	38	4	42
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"				1	1				4	4
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	10	2	12		12	31	7	38		38
Rivalutazioni dei piani a lungo termine									(37)	(37)
Altri costi/spese amministrative pagate										
Totale	10	22	32	145	177	31	22	53	74	127
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		20	20	145	165		15	15	74	89
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	10	2	12		12	31	7	38		38

I costi per piani a benefici definiti rilevati tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come di seguito indicato:

	2021			2022		
	TFR	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	TFR	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti
(migliaia di euro)						
Rivalutazioni:						
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	9	(18)	(9)			
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(30)	24	(6)	(584)	(182)	(766)
- Effetto dell'esperienza passata	47	3	50	125		125
- Rendimento delle attività a servizio del piano						
	26	9	35	(459)	(182)	(641)

Le principali ipotesi attuariali adottate sono di seguito indicate:

	31.12.2021		31.12.2022		
			TFR	FISDE	Altri
Tasso di sconto	(%)	1,00%	3,70%	3,70%	3,40-3,70%
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	2,75%	3,40%		3,40-201%
Tasso d'inflazione	(%)	1,75%	2,40%	2,40%	2,40%
Aspettativa di vita all'età di 65 anni:					
- donne		26,0		25,7	
- uomini		22,0		22,0	

Il tasso di sconto adottato è stato determinato considerando i rendimenti di titoli obbligazionari di aziende Corporate con rating AA; sono state adottate le tavole di mortalità redatte dalla Ragioneria Generale dello Stato (RG48) con eccezione del piano medico Fisce per il quale sono state adottate le tavole di mortalità Istat Proiettate e Selezionate (IPS55).

Gli effetti derivanti da una modifica ragionevolmente possibile delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono di seguito indicati:

(migliaia di euro)	Tasso di sconto		Tasso di inflazione	Tasso di crescita dei salari	Tasso di crescita delle pensioni	Tasso di crescita del costo sanitario	Effetto della mortalità	
	Incremento dello 0,5%	Riduzione dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	incremento di un anno aspettativa di vita	
							attivi	inattivi
31.12.2022								
Effetto sull'obbligazione netta								
TFR	2.381	2.592	2.550	2483	2483	2483	2483	
FISDE	487	556				555	108	436
Altri	573	596	352	596	343	7	343	

Tale analisi è stata eseguita sulla base di una metodologia che estrapola l'effetto sull'obbligazione netta derivante da modifiche ragionevolmente possibili delle principali ipotesi attuariali alla data di chiusura dell'esercizio.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a 307 migliaia di euro, di cui 168 migliaia di euro relativi ai piani a benefici definiti.

Il profilo di scadenza delle obbligazioni per piani a benefici per i dipendenti è di seguito indicato:

(migliaia di euro)	31.12.2021			31.12.2022		
	TFR	FISDE	Altri	TFR	FISDE	Altri
Entro 1 anno	136	23	91	139	23	145
Entro 2 anni	172	23	135	133	23	138
Entro 3 anni	129	23	129	153	24	95
Entro 4 anni	179	24	16	214	24	23
Entro 5 anni	225	24	26	181	25	87
Oltre 5 anni	1.103	139	235	1.081	145	205

La durata media ponderata delle obbligazioni per piani a benefici per i dipendenti si analizza come segue:

(anni)	31.12.2021			31.12.2022		
	TFR	FISDE	Altri	TFR	FISDE	Altri
Durata media ponderata delle obbligazioni	10	16	3	9	14	3

23 Passività e attività per imposte differite

Le passività per imposte differite di 50.561 euro sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di 35.930 di euro (rispettivamente 53.903 e 28.072 migliaia di euro al 31 dicembre 2021).

(migliaia di euro)	31.12.2021	31.12.2022
Passività per imposte differite lorde	(53.903)	(50.561)
Passività per imposte differite	(53.903)	(50.561)
Attività per imposte anticipate compensabili	28.072	35.930
Attività per imposte anticipate	28.072	35.930

La movimentazione delle passività per imposte differite e delle attività per imposte anticipate si analizza come segue:

(migliaia di euro)	Valore al 31.12.2021	Incrementi	Decrementi	Valore al 31.12.2022
Passività per imposte differite	(53.903)	(2)	3.344	(50.561)
Attività per imposte anticipate compensabili	28.072	18.154	(10.296)	35.930
	(25.831)	18.152	(6.952)	(14.631)

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

(migliaia di euro)	Valore iniziale	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2021					
Imposte anticipate:					
- fondi per rischi ed oneri	537	36	(133)		440
- svalutazione non deducibili	477		(3)		474
- ammortamenti non deducibili	18.335	1.247	(2.844)		16.738
- svalutazione cespiti	6.909	3.256	(6.261)		3.904
- altre	1.013	5.640	(137)		6.516
	27.271	10.179	(9.378)		28.072
Imposte differite:					
- ammortamenti eccedenti	(51.734)	(3.009)	1.260	(152)	(53.635)
- capitalizzazione oneri finanziari	(273)	(17)	3	153	(134)
- altre	(133)			(1)	(134)
	(52.140)	(3.026)	1.263		(53.903)
	(24.869)	7.153	(8.115)		(25.831)
31.12.2022					
Imposte anticipate:					
- fondi per rischi ed oneri	440	519	(107)		852
- svalutazione non deducibili	474		(23)		451
- ammortamenti non deducibili	16.738	2.718	(2.389)		17.067
- svalutazione cespiti	3.904	14.733	(2.098)		16.539
- altre	6.516	184	(5.679)		1.021
	28.072	18.154	(10.296)		35.930
Imposte differite:					
- ammortamenti eccedenti	(53.635)		3.324		(50.311)
- capitalizzazione oneri finanziari	(134)		20		(114)
- altre	(134)	(2)			(136)
	(53.903)	(2)	3.344		(50.561)
	(25.831)	18.152	(6.952)		(14.631)

24 Strumenti finanziari derivati e hedge accounting

In data 16 dicembre 2021 è stato stipulato un derivato di copertura su cambi in valuta di 46.869 migliaia di dollari (controvalore pari a 41.380 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) per la realizzazione entro l'anno 2023 di due nuove turbine a Ravenna (Progetto Peakers) per le quali il fornitore ha richiesto il pagamento in dollari. L'impegno totale in euro al 31 dicembre 2022 è di 10.253 migliaia di euro.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, per gli strumenti non quotati, sulla base di tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura è pari a 590 migliaia di euro al 31 dicembre 2022.

Gli strumenti finanziari derivati di copertura CFH sono rilevati nelle voci "Altre passività correnti" per 590 migliaia di euro (rilevato nelle "Altre attività correnti" per 5 migliaia di euro al 31 dicembre 2021).

La quota inefficace di tali strumenti finanziari è rilevata nella voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari" con riferimento alle coperture del rischio di cambio per oneri pari a 72 migliaia di euro.

25 Patrimonio netto

Il patrimonio netto della società si analizza come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2021	31.12.2022
Capitale sociale	944.948	200.000
Riserva legale	74.888	79.461
Riserva per sovrapprezzo azioni	2.330	2.330
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(7)	(291)
Altre riserve:		
- riserve facoltative	418	492.317
- riserva per business combination under common control	5.066	
- total remeasurement included in OCI (TFR e FISDE)	(1.257)	(778)
- riserve piani di incentivazione di lungo termine azionario	14	10
- riserva ex-art.13 DLGS 124/93	19	19
Utili relativi a esercizi precedenti	49.644	49.647
Perdite relative a esercizi precedenti	(49.619)	(49.619)
Utile/Perdita dell'esercizio	91.445	111.404
	1.117.889	884.500

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2022, il capitale sociale di Enipower S.p.A. è rappresentato da n. 200.000.000 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro cadauna, divise in azioni di tipo A per 102.000.000 azioni possedute da Eni S.p.A. pari al 51% e azioni di tipo B per 98.000.000 azioni possedute da socio terzo Regatta S.p.A. pari al 49% del capitale. Nel corso dell'anno il capitale sociale si è decrementato per 744.948 migliaia di euro per effetto delle riduzioni di capitale sociale di 244.948 migliaia di euro e di 500.000 migliaia di euro deliberate dall'Assemblea degli Azionisti rispettivamente in data 23 settembre 2021 e in data 1 aprile 2022.

Riserva legale

La riserva legale di 79.461 migliaia di euro si incrementa di 4.573 migliaia di euro in seguito a quanto deliberato nell'Assemblea degli Azionisti del 21 aprile 2022 in sede di destinazione dell'utile per l'esercizio 2021.

Riserva da sovrapprezzo azioni

La riserva da sovrapprezzo azioni di 2.330 migliaia di euro non ha subito variazioni nel corso dell'esercizio.

Riserva da effetti di valutazione al fair value di strumenti finanziari derivati cash flow hedge

La riserva di fair value del valore di -291 migliaia di euro si è generata in seguito in seguito alla stipulazione del derivato di copertura su cambi per la realizzazione entro l'anno 2023 di due nuove turbine a Ravenna (Progetto Peakers) per le quali il fornitore ha richiesto il pagamento in dollari.

Il decremento di 284 migliaia di euro è relativo a: (i) effetti positivi sul patrimonio netto per variazioni di fair value per l'efficacia della copertura per 2.641 migliaia di euro; (ii) effetti negativi sul patrimonio netto relativi ai rilasci della riserva da destinare a minori capitalizzazioni per 3.040 migliaia di euro; (iii) effetto fiscale positivo sul patrimonio netto pari a 115 migliaia di euro.

Altre riserve

Le altre riserve ammontano a 491.568 migliaia di euro.

La riserva facoltativa di 492.317 migliaia di euro si incrementa di 491.899 migliaia di euro per effetto:

- (i) della riduzione volontaria del capitale sociale per esuberanza effettuata in data 4 gennaio 2022 da euro 944.947.849,00 a euro 700.000.000, mediante l'annullamento di 244.947.849 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro cadauna. Conseguentemente è stato effettuato il rimborso all'Azionista unico Eni S.p.A. di euro 180.000.000,00 e la costituzione di una riserva disponibile di euro 64.947.849,00;
- (ii) della riduzione volontaria del capitale sociale per esuberanza di 500.000.000,00 euro mediante annullamento di 500.000.000 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro cadauna deliberata in data 1 Aprile dall'Assemblea degli Azionisti in seduta straordinaria, destinando l'importo a riserve disponibili;
- (iii) della distribuzione all'Azionista Eni di riserve disponibili per un importo pari a euro 70.000.000 in seguito alla delibera dell'Assemblea degli Azionisti del 29 aprile 2022, composte dalla riserva per business combination under common control per l'importo di 5.066.559,96 euro e da riserve facoltative per l'importo di 64.933.440,04 euro;
- (iv) della distribuzione agli Azionisti Eni e Regatta in seguito alla delibera dell'Assemblea degli Azionisti del 13 ottobre 2022 di 95.000.000 milioni di euro derivanti da utili riportati a nuovo di esercizi precedenti per l'importo di 86.885.186,60 euro e da riserve facoltative per l'importo di 8.114.813,40 euro.

Le riserve per piani di incentivazione di lungo termine azionario di 10 migliaia di euro si sono decrementati di 4 migliaia di euro.

Le riserve relative al *total remeasurement included* in OCI di -778 migliaia di euro si sono decrementate di 479 migliaia di euro.

La riserva da conferimento di 5.066 migliaia di euro al 31 dicembre 2021, costituitasi nell'anno 2010 e riferita al conguaglio del prezzo della cessione del ramo di Bolgiano (7.550 migliaia di euro), al valore di cessione del ramo amministrativo ad Eni-ex Eniadfin (126 migliaia di euro) e al relativo stanziamento di imposte (-2.610 migliaia di euro), riclassificata nella riserva 'Business Combination Under Common Control' nel 2016, è stata rilasciata nel corso dell'esercizio in seguito alla delibera dell'Assemblea degli Azionisti del 29 aprile 2022.

La riserva ex articolo 13 D.Lgs. 124/93 di 19 migliaia di euro non ha subito variazioni rispetto all'esercizio precedente.

Utili portati a nuovo

Gli utili portati a nuovo di 49.647 migliaia di euro si sono incrementati di 3 migliaia di euro per effetto della destinazione dell'utile pari a 86.873 migliaia di euro disposta dall'Assemblea degli Azionisti del 21 aprile 2022 e della chiusura del piano di incentivazione azionario del 2019 per 15 migliaia di euro, fenomeni parzialmente compensati dalla riduzione pari a 86.885 migliaia di euro in seguito all'attuazione della delibera dall'Assemblea degli Azionisti del 13 ottobre 2022.

Perdite portate a nuovo

Le perdite portate a nuovo sono pari a 49.619 migliaia di euro e si riferiscono alla perdita dell'esercizio 2013 di pari importo come stabilito a seguito della delibera dell'Assemblea degli Azionisti dell'11 aprile 2014 e non hanno subito variazioni nel corso dell'esercizio.

Analisi del patrimonio netto per origine, possibilità di utilizzazione e distribuibilità

(migliaia di euro)	Importo	Possibilità di utilizzazione	Quota disponibile
Capitale sociale	200.000		
Riserve di capitale			
Riserva per sovrapprezzo azioni	2.330	A, B	2.330
Riserve di utili			
Riserva legale	79.461	B	79.461
Riserve disponibili	19	A, B	19
Riserve facoltative	492.317	A, B, C	492.317
Riserva per remeasurement included in OCI	(778)	-	
riserve piani di incentivazione di lungo termine azionario	10		
Riserva da effetti di valutazione al fv strumenti finanziari derivati cash flow hedge	(291)	-	
Utili / perdite portati a nuovo	28	A, B, C	28
	773.096		574.155
Quota non distribuibile			81.810
Residua quota distribuibile			492.345

Legenda:

- A: disponibile per aumento di capitale
- B: disponibile per copertura perdite
- C: disponibile per distribuzione ai soci

Relativamente alle variazioni nei due esercizi precedenti delle riserve, si rinvia al "Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto".

La quota non distribuibile risulta costituita dalla riserva legale al 31 dicembre 2021 (79.461 migliaia di euro), dalla riserva ex art. 13 D. Lgs. 124/93 (19 migliaia di euro), dalle riserve Total Remeasurement Included in OCI per TFR e FISDE (-778 migliaia di euro), dalla riserva per piani di incentivazione di lungo termine azionario (10 migliaia di euro) e dalla riserva da effetti di valutazione al fair value di strumenti finanziari derivati cash flow hedge (-291 migliaia di euro).

Non vi sono limitazioni alla distribuzione delle riserve a norma dell'art. 2426, comma 1°, n. 5 del Codice Civile perché non vi sono costi di impianto e di ampliamento e costi di ricerca e sviluppo non ammortizzati.

Secondo quanto prevede l'art. 109, comma 4 lettera b del DPR n. 917/1986 le riserve diverse da quelle in sospensione d'imposta (573.096 migliaia di euro) possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ai fini Ires fino a 437.105 migliaia di euro. La differenza di 135.991 migliaia di euro corrisponde agli ammortamenti, alle rettifiche di valore e agli accantonamenti dedotti ai soli fini fiscali e, dall'esercizio 2004, solo nella dichiarazione dei redditi, al netto della relativa fiscalità differita.

26 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie di 10.378 migliaia di euro (10.384 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2021			31.12.2022		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Altri	10.384		10.384	10.378		10.378
	10.384		10.384	10.378		10.378

Le fidejussioni prestate dalla società, tramite Eni, a favore di terzi sono principalmente rilasciate a garanzia di rapporti commerciali.

Impegni e rischi

Gli impegni e rischi si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2021	31.12.2022
Impegni		
- Acquisto di beni	179.407	151.684
	179.407	151.684

Gli impegni per acquisti di beni e servizi ammontano a 151.684 migliaia di euro (179.407 migliaia di euro al 31 dicembre 2021) e si riferiscono principalmente a contratti di manutenzione per 42.906 migliaia di euro e a progetti di investimento per 108.778 migliaia di euro, di cui 68.432 migliaia di euro per interventi effettuati presso il sito di Ravenna, 21.423 migliaia di euro per interventi effettuati presso il sito di Brindisi, 7.795 migliaia di euro per interventi effettuati presso il sito di Ferrera Erbognone, 10.296 migliaia di euro per interventi effettuati presso il magazzino di Parma, 769 migliaia di euro per interventi di adeguamento della centrale di Bolgiano e 62 migliaia di euro per interventi effettuati presso la sede di San Donato Milanese.

Gestione dei rischi d'impresa

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati e monitorati sono i seguenti:

(v) rischi finanziari:

- rischio di mercato derivante dalle variazioni nei prezzi;
- rischio tasso di interesse associato alla fluttuazione dei tassi che influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie e sul livello degli oneri finanziari netti;
- rischio di credito rappresentato dall'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti;
- rischio di liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni a breve termine;

(vi) rischi legati all'attività industriale di natura esterna:

- a. rischio normativo/regolatorio Gas & Power;
- b. impatti legati alla complessità e all'evoluzione della Normativa HSE;
- c. danni da eventi naturali;

(vii) rischi legati all'attività industriale di natura strategica:

- a. innovazione tecnologica;

(viii) rischi legati all'attività industriale di natura operativa:

- a. incidenti process safety e asset integrity;

- b. indisponibilità/mancata affidabilità di impianti o asset;
- c. infortuni a dipendenti e/o contrattisti.

I rischi finanziari sono gestiti sulla base di linee guida emanate a livello Eni con l'obiettivo di uniformare e coordinare le politiche Eni ("Linee Guida in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari") e sono descritti nelle note al bilancio.

Di seguito vengono analizzati i rischi principali legati all'attività industriale.

I rischi legati all'attività industriale sono descritti nella Relazione sulla gestione al capitolo "Fattori di rischio e incertezza".

Di seguito è fornita la descrizione dei principali rischi finanziari e delle relative modalità di gestione.

Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi.

La società svolge l'attività di produzione nell'ambito del settore elettrico con esposizione ai rischi di mercato in connessione a modifiche nei tassi d'interesse e nei prezzi delle merci. Il rischio di variazione dei prezzi e dei flussi finanziari è strettamente connesso alla natura stessa del business ed è solo parzialmente mitigabile attraverso l'utilizzo di appropriate politiche di gestione del rischio.

Il modello di business di Enipower con il contratto di Conto Lavorazione implica una precisa ripartizione dei ruoli, delle responsabilità e dei rischi tra Enipower ed il *Toller*. Con il contratto di Conto Lavorazione Enipower assume il ruolo di trasformatore del combustibile di proprietà del *Toller*. Pertanto i rischi tipici di chi opera nel mercato elettrico, quali l'approvvigionamento del combustibile e la vendita di energia, sono a carico del *Toller* e non hanno un impatto diretto sulle attività della società.

Inoltre, i flussi finanziari della società sono esposti alle oscillazioni dei tassi di cambio e di interesse in relazione allo sfasamento temporale tra il momento degli acquisti e delle vendite. In particolare, l'esposizione ai tassi di cambio deriva dalla circostanza che i prezzi di una parte rilevante dei prodotti venduti (acquistati) sono quotati o legati al dollaro USA. Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie della società e sul livello degli oneri finanziari netti.

Rischio di tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti.

Rischio di credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con policy differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali, rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza accentrato adottato. Per quanto attiene al rischio di controparte in contratti di natura commerciale la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di *business* e alle funzioni specialistiche Eni dedicate, sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei *partner* commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello Eni vengono definiti gli indirizzi e le metodologie per la qualificazione e il controllo della rischiosità del cliente. Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, le sopra indicate "Linee Guida" individuano come obiettivo di *risk management* l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguimento degli obiettivi operativi. I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul *rating* fornito dalle

principali Agenzie. Il rischio è gestito dalle Strutture di Finanza Operativa Eni nonchè da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su *commodity*, nonché dalle società e divisioni limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello accentrato. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di *rating*, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente. La situazione di criticità verificatasi sui mercati finanziari ha determinato l'adozione di più stringenti disposizioni, quali la diversificazione del rischio e la rotazione delle controparti finanziarie, e di selettività per le operazioni in strumenti derivati di durata superiore a tre mesi. L'impresa non ha avuto casi significativi di mancato adempimento delle controparti.

La società gestisce il rischio credito sulla base delle *policy* emesse da Eni.

Al 31 dicembre 2022 non vi sono concentrazioni significative di rischio di credito nei confronti di soggetti terzi; i crediti sono prevalentemente verso Eni.

Rischio di liquidità

Il rischio liquidità rappresenta il rischio che, a causa della difficoltà di reperire nuovi fondi (*funding liquidity risk*) o di liquidare attività sul mercato (*asset liquidity risk*), l'impresa non riesca a far fronte ai propri impegni di pagamento e, più in generale, a esigenze finanziarie di breve termine.

Allo stato attuale, la società ritiene, data l'ampia disponibilità di accedere a linee di credito, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie, debiti commerciali e altri debiti

Nella tavola che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi.

(migliaia di euro)	Anni di scadenza						Totale
	2023	2024	2025	2026	2027	Oltre	
31.12.2022							
Passività finanziarie a breve termine							
Passività finanziarie per leasing	2.319	2.114	1.077	1.058	1.066	5.901	13.535
Passività per strumenti derivati	590						590
		2.114	1.077	1.058	1.066	5.901	11.216
Interessi su debiti finanziari							
Interessi su passività per beni in leasing	181	147	128	110	92	178	836

Nella tavola che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi:

(migliaia di euro)	Anni di scadenza		Totale
	2022	Oltre	
31.12.2021			
Debiti commerciali	278.269	455	278.724
Altri debiti e anticipi	49.434		49.434
	327.703	455	328.158
(migliaia di euro)	Anni di scadenza		Totale
31.12.2022	2023	Oltre	
Debiti commerciali	333.613	405	334.018
Altri debiti e anticipi	79.039		79.039
	412.652	405	413.057

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Categorie di strumenti finanziari - Valore di iscrizione e relativi effetti economici e patrimoniali

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali sono di seguito illustrati:

	2021			2022		
	Proventi (oneri) rilevati a			Proventi (oneri) rilevati a		
(migliaia di euro)	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti (a)	277.836	662		308.925	54	
- Altre attività correnti	12			2.364		
- Debiti commerciali e altri debiti				412.652		
- Debiti finanziari (b)	15.029	523		13.535	268	

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nelle "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti"

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari"

Valori di mercato degli strumenti finanziari

Nell'espletamento della sua attività, l'impresa utilizza diverse tipologie di strumenti finanziari. Le informazioni concernenti il valore di mercato degli strumenti finanziari dell'impresa sono riportate di seguito.

Crediti commerciali e altri crediti: il valore di mercato dei crediti commerciali e altri crediti esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.

Altre attività finanziarie non correnti: il valore di mercato delle altre attività finanziarie non correnti è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.

Altre attività non correnti: il valore di mercato delle altre attività non correnti è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.

Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine: il valore di mercato delle passività finanziarie esigibili oltre l'esercizio successivo, inclusa la quota a breve, è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.

Altre passività non correnti: il valore di mercato delle altre passività non correnti è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.

Contenziosi

La società è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Non vi sono procedimenti significativi in corso.

27 Ricavi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Ricavi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione".

Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi della gestione caratteristica composti esclusivamente da ricavi delle vendite e delle prestazioni, si analizzano come segue:

	2021	2022
(migliaia di euro)		
Per tipologia di prodotto/servizio:		
Energia elettrica	660	877
Corrispettivi di Conto Lavorazione	846.260	872.409
Ricavi per somministrazione acqua industriale, altre utilities e servizi	1.657	2.345
Dispacciamento, trasporto e altri oneri accessori energia elettrica	4.464	4.434
Ricavi per servizi di connessione, misura e trasporto	20.836	17.522
Ricavi per attività diverse	5.046	9.915
Totale	878.923	907.502
Per area geografica:		
Italia	878.923	907.502
Totale	878.923	907.502
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:		
Beni/servizi trasferiti in uno specifico momento	878.923	907.502
Beni/servizi trasferiti lungo un arco temporale (es. stato avanzamento lavori)		

I corrispettivi di Conto Lavorazione riguardano il contratto di Conto Lavorazione con Eni per 872.409 migliaia di euro.

I ricavi per connessione, misura e trasporto sono pari a 17.522 migliaia di euro (20.836 migliaia di euro nel 2021). Con la delibera 329/2022/R/eel l'Autorità ha equiparato le RIU (Reti Interne di Utenza) alla rete di distribuzione pubblica e reintrodotta retroattivamente da agosto 2021 gli oneri di dispacciamento a carico degli utenti connessi alle RIU, annullando di fatto gli effetti della delibera n. 323/2021. La società, pertanto, ha presentato ricorso al Consiglio di Stato circa l'applicabilità della reintroduzione degli oneri di dispacciamento. In attesa dell'esito del ricorso si è prudenzialmente provveduto a stanziare in bilancio verso i clienti note credito di conguaglio relative all'anno 2021 per 4.555 migliaia di euro e all'anno 2022 per 5.803 migliaia di euro.

L'impresa opera sostanzialmente in Italia.

I ricavi della gestione caratteristica derivanti da operazioni con parti correlate sono indicati alla nota 32 .

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	2021	2022
Cessione di Emission Rights	3.365	623
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali*	152	91
Proventi per prescrizione di debiti	134	
Cessione di certificati verdi e TEE	(8)	(8)
Altri proventi	1.726	865
	5.369	1.571

* Limitatamente a fattispecie che non rappresentano ricavi da contratti con la clientela

Gli altri ricavi per 1.571 migliaia di euro (5.369 migliaia di euro nel 2021) si riferiscono principalmente a proventi da cessione di diritti di emissione per 623 migliaia di euro, a ricavi per vendita rottami e vendita di materiali a magazzino per 283 migliaia di euro e al recupero di crediti completamente svalutati per 149 migliaia di euro. La riduzione rispetto al 2021 (-3.798 migliaia di euro) è principalmente riconducibile a minori ricavi per proventi da cessione di diritti di emissione per 2.743 migliaia di euro e alla plusvalenza realizzata nel 2021 per 904 migliaia di euro realizzata per la vendita di cespiti a SEF per la riparazione del guasto del trasformatore elevatore TRM2 del Ciclo Combinato 2.

Gli altri ricavi e proventi derivanti da operazioni con parti correlate sono indicati alla nota 32.

28 Costi operativi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Costi operativi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione".

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	2021	2022
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	50.334	69.770
Costi per servizi	65.166	60.857
Costi per godimento di beni di terzi	432	796
Variazioni delle rimanenze	84	168
Altri oneri	586.519	593.537
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(479)	1.718
	702.056	726.846
a dedurre:		
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(5.398)	(4.729)
	696.658	722.117

I costi per servizi di 60.857 migliaia di euro riguardano:

(migliaia di euro)	2021	2022
Utilizzo fondi a fronte costi di esercizio per servizi	(447)	(470)
Progettazione e direzione lavori	(3.736)	770
Costruzioni	1.882	2.670
Manutenzioni	41.485	31.961
Trasporti e movimentazioni	148	177
Assicurazioni	1.228	2.604
Altri servizi di carattere operativo	18.531	20.238
Costi per servizi relativi al personale	1.405	1.721
Consulenze e prestazioni professionali	11.409	8.512
Pubblicità, propaganda e rappresentanza	131	137
Riaddebiti costi di manutenzione	(288)	4
Riaddebiti trasporti e movimentazioni	(127)	(94)
Riaddebiti altri servizi di carattere operativo	(6.438)	(7.181)
Riaddebiti per servizi al personale	(17)	(192)
Acquisti prestazioni per costruzione impianti	27.071	67.456
Servizi per investimento	(27.071)	(67.456)
	65.166	60.857

Nei riaddebiti per altri servizi di carattere operativo sono inclusi i corrispettivi dei contratti per servizi manageriali prestati per conto delle società controllate Enipower Mantova S.p.A. (3.412 migliaia di euro) e SEF S.r.l. (3.455 migliaia di euro).

L'informativa in merito ai compensi spettanti alla società di revisione è omessa in quanto è fornita all'interno della relazione finanziaria annuale Eni.

I costi per godimento beni di terzi ammontano a 796 migliaia di euro e sono riferibili prevalentemente a affitti di spazi e uffici per 121 migliaia di euro, a canoni per concessioni pluriennali per 330 migliaia di euro e a locazioni non rientranti nell'applicazione del principio contabile IFRS16.

Si segnalano costi sostenuti per l'emergenza Covid-19 per 339 migliaia di euro (381 migliaia di euro nel 2021).

La variazione delle rimanenze di 168 migliaia è principalmente relativa ai consumi dell'anno per attività manutentive.

Gli oneri diversi di gestione, pari a 593.537 migliaia di euro, riguardano principalmente gli oneri associati all'acquisto di emission rights per 591.841 migliaia di euro (584.949 migliaia di euro nel 2021).

Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota 21 a cui si rinvia.

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(migliaia di euro)	2021	2022
Salari e stipendi	18.571	19.957
Oneri sociali	5.606	5.819
Oneri per programmi a benefici e contributi definiti	949	1.314
Altri costi	1.273	1.534
Comandati e borsisti	1.416	1.240
	27.815	29.864

Gli oneri per programmi a benefici definiti pari a 1.314 migliaia di euro includono oneri per programmi a contributi definiti per 1.251 migliaia di euro e oneri per programmi a benefici definiti per 63 migliaia di euro.

Gli oneri per programmi a benefici definiti sono analizzati alla nota 22 relativa ai Fondi per benefici ai dipendenti.

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	2021	2022
Dirigenti	10	9
Quadri	58	57
Impiegati	176	177
Operai	66	71
	310	314

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

L'Assemblea nelle sedute del 13 aprile 2017 e del 13 maggio 2020 ha approvato i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 e 2020-2022, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione dei Piani e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2017-2019 e di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022. I Piani di Incentivazione di Lungo Termine prevedono tre attribuzioni di azioni ordinarie ciascuno (rispettivamente, negli anni 2017, 2018 e 2019 e negli anni 2020, 2021 e 2022) e sono destinati all'Amministratore Delegato di Eni e ai dirigenti di Eni e delle sue società controllate rientranti nell'ambito delle "risorse manageriali critiche per il business", individuate tra coloro che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o che sono di interesse strategico, compresi i dirigenti con responsabilità strategiche. I Piani prevedono l'assegnazione di azioni Eni a titolo gratuito ai beneficiari al termine di un periodo di vesting triennale a condizione che gli stessi siano rimasti in servizio. Coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione, ai sensi delle disposizioni dei principi contabili internazionali, il costo dei piani è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni da assegnare al termine del vesting period; il costo è rilevato pro-rata temporis lungo il vesting period. Con riferimento al Piano 2017-2019, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 50%, dall'andamento del Total Shareholder Return (TSR) del titolo Eni, rapportato al TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, confrontato con quello registrato da un gruppo di competitors di Eni ("Peers Group")¹³ rapportato anch'esso con il TSR delle rispettive borse valori di riferimento ¹⁴; e (ii) per il 50%, dalla variazione percentuale annuale del Net Present Value (NPV) delle riserve certe confrontata con l'analoga variazione di ciascuna società del Peer Group. Con riferimento al Piano 2020-2022, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 25%, da un obiettivo di mercato di tipo relativo connesso al Total Shareholder Return (TSR) triennale misurato dalla differenza, nel triennio, tra il TSR del Titolo Eni e il TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, corretto per l'indice di correlazione di Eni, confrontata con le analoghe differenze registrate per ciascuna società di un gruppo di competitors di Eni ("Peer Group"); (ii) per il 20% da un obiettivo industriale di tipo relativo misurato in termini di valore unitario annuale (\$/boe) del Net Present Value delle riserve certe (NPV), confrontato con gli analoghi valori registrati per le società del Peer Group, con risultato finale pari alla media dei risultati annuali nel triennio; (iii) per il 20% da un obiettivo economico/finanziario di tipo assoluto misurato dal Free Cash Flow organico (FCF) cumulato nel triennio di riferimento, consuntivato rispetto all'omologo valore cumulato previsto nei primi 3 anni del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance. La consuntivazione del FCF viene effettuata al netto degli effetti delle variabili esogene, in applicazione di una metodologia di analisi degli scostamenti predeterminata e approvata dal Comitato Remunerazione, allo scopo di valorizzare l'effettiva performance aziendale derivante dall'azione del management; (iv) per la restante parte (35%) da un obiettivo di sostenibilità ambientale e transizione energetica articolato in tre obiettivi triennali di tipo assoluto e precisamente: (a) per il 15% da un obiettivo di decarbonizzazione misurato dal valore consuntivato a fine triennio dell'Intensità delle Emissioni di GHG upstream Scope 1 e Scope 2 equity (tCO₂eq/kboe), rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (b) per il 10% da un obiettivo di transizione energetica misurato a fine triennio in termini di Megawatt di capacità installata di generazione elettrica da fonti rinnovabili rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (c) per il 10% da un obiettivo di economia circolare misurato in termini di stato avanzamento a fine triennio di tre progetti rilevanti rispetto allo stato avanzamento previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance.

¹³ Il Peer Group è composto dalle seguenti società: Apache, BP, Chevron, ConocoPhillips, Equinor, ExxonMobil, Marathon Oil, Occidental, Royal Dutch Shell e Total.

¹⁴ La condizione di performance connessa con il TSR ai sensi dei principi contabili internazionali rappresenta una cd market condition.

In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni che saranno offerte a titolo gratuito dopo tre anni dall'attribuzione potrà essere compreso tra lo 0% e il 180% del numero delle azioni attribuite inizialmente; il 50% delle azioni che saranno effettivamente assegnate a ciascun beneficiario in servizio sarà sottoposto ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per un anno dalla data di assegnazione.

La determinazione del fair value è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dai piani (con riferimento al Piano 2017-2019, metodo stocastico per la componente del piano afferente al TSR e modello Black-Scholes per la componente afferente al NPV delle riserve; con riferimento al Piano 2020-2022 metodo stocastico) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (€12,918 e €14,324 a seconda della grant date per l'attribuzione 2022; €11,642 e €12,164 a seconda della grant date per l'attribuzione 2021; €5,885 e €8,303 a seconda della grant date per l'attribuzione 2020), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (6,1% e 6,8% per l'attribuzione 2022, 7,1% e 7,4% per l'attribuzione 2021 e 7,1% e 10,0% per l'attribuzione 2020 del prezzo dell'azione alla data di attribuzione), considerando la volatilità del titolo (30% e 31% per l'attribuzione 2022; 44% e 45% per l'attribuzione 2021; 41% e 44% per l'attribuzione 2020), le previsioni relative all'andamento dei parametri di performance, nonché il minor valore attribuibile alle azioni caratterizzate dal vincolo di cedibilità al termine del vesting period (cd lock-up period).

I costi relativi ai Piani di Incentivazione di Lungo Termine, rilevati come componente del costo lavoro in quanto afferenti a dipendenti della società, ammontano a 21 migliaia di euro (14 migliaia di euro nel 2021) con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 290 migliaia di euro (stesso valore al 31 dicembre 2021). I compensi spettanti ai sindaci ammontano a 109 migliaia di euro (stesso valore al 31 dicembre 2021). I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco, che abbiano costituito un costo per la società, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

29 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	2021	2022
Proventi (oneri) finanziari		
Proventi finanziari	18	912
Oneri finanziari	(2.628)	(3.401)
	(2.610)	(2.489)
Strumenti finanziari derivati	12	690
	(2.598)	(1.799)

Il valore netto dei proventi e oneri finanziari si analizza come segue:

(migliaia di euro)	2021	2022
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		
- Interessi e altri oneri verso controllante	(2.018)	(540)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		
- Altri interessi e altri proventi	(523)	(273)
Differenze attive (passive) di cambio		
- Differenze attive di cambio	17	682
- Differenze passive di cambio	(75)	(2.471)
Strumenti finanziari derivati	12	690
Altri proventi (oneri) finanziari		
- Interessi su crediti d'imposta	1	1
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo		150
- Oneri finanziari su piani a benefici definiti	(12)	(38)
	(2.598)	(1.799)

30 Proventi (oneri) su partecipazioni

I proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	2021	2022
Dividendi	24.912	77.850
	24.912	77.850

Nel 2022 la società ha registrato proventi da partecipazione distribuiti da Enipower Mantova per 77.850 migliaia di euro (24.913 migliaia di euro nel 2021). SEF non ha distribuito dividendi nel 2022 così come nel 2021.

(migliaia di euro)	2021			2022		
	Dividendi	Plusvalenze da cessione	Altri proventi (oneri) netti	Dividendi	Plusvalenze da cessione	Altri proventi (oneri) netti
Partecipazioni in controllate						
- Enipower Mantova S.p.A.	24.912			77.850		
Partecipazioni in Joint Venture						
- SEF S.r.l.						
	24.912			77.850		

31 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	2021	2022
Imposte correnti:		
-Ires	20.944	20.835
-Irap	4.230	3.008
	25.174	23.843
Imposte differite e anticipate nette:		
Imposte differite	(1.257)	(3.342)
Imposte anticipate	2.222	(7.794)
	965	(11.136)
	26.139	12.707

L'incidenza delle imposte dell'esercizio sul risultato prima delle imposte è del 10,24% (22,23% nell'esercizio 2021).

L'analisi della differenza tra l'aliquota fiscale teorica e quella effettiva è la seguente:

	2021		2022	
	Aliquota	Imposta	Aliquota	Imposta
(migliaia di euro)				
Utile prima delle imposte	24,00%	28.220	24,00%	29.787
Differenza tra valore e costi della produzione rettificata	4,40%	4.192	4,39%	2.110
Aliquota teorica¹	27,56%	32.412	25,70%	31.897
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:				
- imposte anno precedente	(0,13%)	(144)		
- dividendi	(4,83%)	(5.680)	(14,30)%	(17.750)
- cespiti	(1,06%)	(1.247)	(1,09)%	(1.342)
- rideterminazione differite/anticipate per cambio aliquota				
- imponibili e imposte in deducibili	0,12%	143	0,05%	59
- altre variazioni	(0,07%)	(92)	(0,12)%	(157)
- costi fuori competenza	0,64%	747		
Aliquota effettiva	22,23%	26.139	10,24%	12.707

⁽¹⁾L'aliquota teorica è determinata rapportando le imposte calcolate applicando le aliquote delle imposte sul reddito (Ires e Irap) all'utile prima delle imposte.

32 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Enipower S.p.A. con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate, collegate e a controllo congiunto nonché con altre società possedute o controllate dallo Stato. Tutte le operazioni fanno parte dell'ordinaria gestione, sono generalmente regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti e sono state compiute nell'interesse della società.

Rapporti commerciali e diversi

I rapporti commerciali più rilevanti riguardano i contratti di Conto Lavorazione stipulati con Eni e con EniServizi.

Enipower ha inoltre rapporti commerciali con società di scopo finalizzati alla prestazione di servizi al Gruppo Eni, tra le principali: Eni che fornisce servizi ICT, di approvvigionamento, servizi amministrativi, finanziari e servizi centralizzati; Eni Insurance Limited per assicurazioni responsabilità civile verso terzi, EniServizi che svolge servizi generali quali la gestione di immobili, la ristorazione, la guardiania, l'approvvigionamento dei beni non strategici e la gestione di magazzini; Eni Global Energy Markets per l'acquisto di quote di diritto emissioni per attività di negoziazione e Eni Rewind per la fornitura di servizi ambientali. In considerazione dell'attività svolta e della natura della correlazione (società possedute interamente o pressoché interamente da Eni), i servizi forniti da queste società sono regolati sulla base di tariffe definite con riferimento ai costi specifici sostenuti e al margine minimo per il recupero dei costi generali e la remunerazione del capitale investito.

La società intrattiene rapporti anche con Terna per l'acquisto e la vendita di energia elettrica.

Enipower riceve anche servizi industriali nei propri siti da Eni Divisione Refining & Marketing e da Versalis, i cui rapporti sono regolati da contratti che contengono tariffe differenziate in relazione ai servizi utilizzati.

Sul fronte attivo, la società fornisce servizi manageriali alle proprie controllate a fronte di appositi contratti, i cui corrispettivi annui sono determinati annualmente commisurandoli al costo del lavoro medio delle risorse equivalenti dedicate all'attività a cui si aggiungono i costi indiretti e una congrua remunerazione.

I rapporti commerciali e diversi sono di seguito analizzati:

Esercizio 2021

(migliaia di euro)

Denominazione	31.12.2021			2021		2021	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Costi		Ricavi	
				Beni	Servizi	Beni	Servizi
Imprese controllanti:							
Divisione Corporate di Eni S.p.A.	128	65		102	335		1.268
Divisione Eni Global Gas & Power di Eni S.p.A.	243.901	58.610		35.028	28.129		869.661
Divisione Refining & Marketing di Eni S.p.A.	107	1.742		2.682		13	1.598
Divisione Exploration & Production di Eni S.p.A.		641			1.380		
	244.135	61.058	0	37.812	29.845	13	872.527
Impresa controllata							
Enipower Mantova S.p.A.	34	4.433		4.246	(2.702)	330	
	34	4.433		4.246	(2.702)	330	0
Imprese sotto comune controllo							
Eni Corporate University S.p.A.		104			195		
Eni Gas Transport Service	51				(136)		
Eni Insurance Limited					992		
Enimed S.p.A.					64		
Eni new Energy	(140)	(2)			2.365		
EniServizi S.p.A.	123	156		4	1.270		
Ing. Luigi Conti Vecchi S.p.A.		5		32			
Ecofuel S.p.A.						51	
Lng Shipping S.p.A.		7			7		
Versalis S.p.A.	155	1.908		7.355	572	1.443	265
Serfactoring S.p.A.		4.451			25		
Eni Rewind S.p.A.	322	1.402			3.815	96	37
Raffineria di Gela S.p.A.		50			139		
Sergaz	1						
Eniprogetti S.p.A.					62		
Eni Global Energy Makets S.p.A.		222			450.249		2.860
Eni gas e luce S.p.A.	6	26			18		31
Eirl italian branch		27			32		
Eni fuel S.p.A.				4			
Petroven S.r.l.	27				(92)		
	543	8.357	0	7.395	459.577	1.591	3.193
Altre società							
SEF S.r.l.	3.439	19		75	(3.519)	(43)	903
Ravenna Servizi Industriali S.p.A.	1	669		5.288	529	25	
Saipem					64		
Mariconsult S.p.A.					(16)		
Brindisi Servizi Generali		140		(1)	1.077		
Centro Padano int.merci S.p.A.		42			297		
Distretto Tecnologico Nz. Energia S.C.A.R.L.					5		
I.S.A.F Spa		450					
	3.440	1.320	0	5.363	(1.563)	(17)	903
Gruppi a partecipazione statale							
Gruppo Cassa Depositi e prestiti		15.170		20.892	20.117		150
Gruppo Enel	3	(71)					
GSE- Gestore Servizi Elettrici	14.762			77	(11.966)		498
Gruppo TERNA	14.435	14.473	38	(16.202)	289		48
Gruppo Ferrovie dello Stato	2				5		
Gruppo SNAM	52				(28)		316
	29.253	29.572	38	4.767	8.417	0	1.012
Fondi Pensione							
Fopdire		9					
	277.406	104.748	38	59.584	493.574	1.917	877.636

Esercizio 2022

(migliaia di euro)

Denominazione	31.12.2022			312022			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Costi		Ricavi	
				Beni	Servizi	Beni	Servizi
Imprese controllanti:							
Divisione Corporate di Eni S.p.A.	106	314		121	144		1.270
Divisione Eni Global Gas & Power di Eni S.p.A.	259.952	75.294		97.013	16.652		888.275
Divisione Refining&Marketing di Eni S.p.A.	133	3.373		3.955	4.819		1.599
	260.191	78.981	0	101.089	21.615	0	891.144
Impresa controllata							
Enipower Mantova S.p.A.	1.808	192		201	(3.774)	906	
	1.808	192		201	(3.774)	906	0
Imprese sotto comune controllo							
Eni Corporate University S.p.A.		77			191		
Eni Insurance DAC					1.436		
Eni new Energy	(140)	(2)					
EniServizi S.p.A.	4	72		20	1.425		
Ing. Luigi Conti Vecchi S.p.A.		2					
Versalis S.p.A.	350	1.664		9.293	811	1.989	63
Serfactoring S.p.A.					12		
Eni Rewind S.p.A. (ex Syndial)	321	1.939			4.974	159	64
Raffineria di Gela S.p.A.					7		
Eniprogetti S.p.A.		(3)			(3)		
Eni Global Energy Makets S.p.A.					566.589		623
Eni Plenitude S.p.A. (ex Eni Gas e Luce S.p.A.)	75	30			27		39
Eiri italian branch		(13)			62		
Eni fuel S.p.A.				2			
Petroven S.r.l.	6				(10)		
	616	3.766	0	9.315	575.521	2.148	789
Altre società							
SEF S.r.l.	1.884	54		74	(3.403)	109	
Ravenna Servizi Industriali S.p.A.	2	1.791		5.832	1.090	13	
Saipem		76			224		
Brindisi Servizi Generali		332			1.245		
Centro Padano int.merci S.p.A.		91			374		
Distretto Tecnologico Nz. Energia S.C.A.R.L.					5		
I.S.A.F Spa		45					
	1.886	2.389	0	5.906	(465)	122	0
Gruppi a partecipazione statale							
Gruppo Cassa Depositi e prestiti		42.323		3.705	53.770		60
Gruppo Enel	(250)	(17)			54		1.471
GSE- Gestore Servizi Elettrici	2.299			44	25		7.728
Gruppo TERNA	42.021	36.971		(59.756)	296		270
Gruppo Ferrovie dello Stato					2		
Gruppo SNAM	52						316
	44.122	79.277	0	-56.007	54.147	0	9.845
Fondi Pensione							
Fopdire		9					
	308.623	164.614	0	60.504	647.044	3.176	901.778

Rapporti finanziari

I rapporti finanziari sono di seguito analizzati:

Esercizio 2021

(migliaia di euro)	31.12.2021			2021	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Impresa controllante					
Eni S.p.A.	259.328			2.092	16
Imprese controllate					
Enipower Mantova S.p.A.					24.912
Imprese sotto comune controllo					
Versalis S.p.A.				214	
Eni Rewind S.p.A.				14	
	259.328			2.320	24.928

Esercizio 2022

(migliaia di euro)	31.12.2022			2022	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Impresa controllante					
Eni S.p.A.	56.188			3.094	753
Imprese controllate					
Enipower Mantova S.p.A.					77.850
Imprese sotto comune controllo					
Versalis S.p.A.				196	
Eni Rewind S.p.A.				3	
Gruppi a partecipazione statale					
Gruppo TERNA					(4)
	56.188			3.293	78.599

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(migliaia di euro)	31.12.2021			31.12.2022		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Crediti commerciali e altri crediti	277.836	277.406	99,85	308.925	308.623	99,90
Altre attività finanziarie correnti				-		
Altre attività correnti	12	10	83,33	2.364	36	1,52
Altre attività non correnti	201	123	61,19	115	36	31,30
Passività per leasing a breve termine	2.110	1.013	48,01	2.319	1.226	52,87
Debiti commerciali e altri debiti	328.158	104.748	31,92	411.818	164.612	39,97
Altre passività correnti	426	4	0,94	1.017	595	58,51
Passività per leasing a lungo termine	12.919	10.881	84,22	11.215	10.092	89,99
Altre passività non correnti	5.152	2.949	57,24	5.902	4.151	70,33

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(migliaia di euro)	31.12.2021			31.12.2022		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	878.398	874.842	99,60	907.502	904.176	99,63
Altri ricavi e proventi	5.369	4.711	87,74	1.571	778	49,52
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	696.658	551.892	79,22	722.117	707.546	97,98
costo lavoro	27.815	1.266	4,55	29.864	1.239	4,15
Riprese di valore (Svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	662	11	1,66	54		
Proventi finanziari	18	16	88,89	912	749	82,13
Oneri finanziari	2.628	2.320	88,28	3.401	3.293	96,82
Strumenti derivati	12	12	100,00	690	690	100,00
Altri proventi (oneri) su partecipazioni	24.912	24.912	100,00	77.850	77.850	100,00

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella di sintesi:

(migliaia di euro)	2021	2022
Ricavi e proventi	879.553	904.954
Costi e oneri	(553.158)	(708.785)
Variazione dei crediti commerciali e diversi	(170.921)	(31.217)
Variazione dei debiti commerciali e diversi	(3.919)	21.926
Dividendi incassati	(24.912)	(77.850)
Interessi incassati		83
Interessi pagati	(2.286)	(888)
Flusso di cassa netto da attività operativa	124.357	108.223
Investimenti:		
- immobilizzazioni materiali	(24.806)	(51.056)
- variazione crediti finanziari		
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	1.668	37.938
<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	<i>(23.138)</i>	<i>(13.118)</i>
Disinvestimenti:		
- partecipazioni		
<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>		
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(23.138)	(13.118)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	299.947	
Dividendi pagati	(163.996)	(48.450)
Rimborsi di passività per leasing	(739)	(1.065)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	135.212	(49.515)
Totale flussi finanziari verso entità correlate	236.431	45.590

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(migliaia di euro)	2021			2022		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività operativa	126.413	124.357	98,37	232.093	108.223	46,63
Flusso di cassa da attività di investimento	(60.859)	(23.138)	38,02	(88.223)	(13.118)	14,87
Flusso di cassa da attività di finanziamento	134.200	135.212	100,75	(347.010)	(49.515)	14,27

33 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Non si rilevano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti che abbiano incidenza sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari della società.

34 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Non si rilevano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali che abbiano incidenza sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari della società.

35 Attività di direzione e coordinamento

A norma dell'articolo 2497-bis si indicano i dati essenziali del bilancio al 31 dicembre 2021 approvato disponibile della società che esercita sull'impresa attività di direzione e coordinamento.

Stato patrimoniale

(€)	Note	31.12.2021		31.12.2020	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	6.629.940.550	592.787.360	8.111.215.941	148.064.138
Altre attività finanziarie destinate al trading	(6)	5.855.346.896		5.020.000.942	
Altre attività finanziarie	(16)	4.214.058.273	4.177.330.548	4.822.091.843	4.818.254.040
Crediti commerciali e altri crediti	(7)	12.991.813.160	6.362.071.343	3.755.913.387	2.259.846.477
Rimanenze	(8)	2.582.459.892		1.098.685.672	
Attività per imposte sul reddito	(9)	22.351.676		22.138.940	
Altre attività	(10)	12.851.272.956	12.545.800.281	1.322.120.444	963.299.411
		45.147.243.403		24.152.167.169	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(11)	5.213.240.489		6.568.559.866	
Diritto di utilizzo beni in leasing	(12)	1.691.231.011		1.888.129.130	
Attività immateriali	(13)	246.634.467		100.610.608	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(8)	1.103.550.042		993.584.286	
Partecipazioni	(15)	56.010.121.022		46.854.796.677	
Altre attività finanziarie	(16)	3.256.878.788	3.236.999.184	4.355.079.257	4.335.201.428
Attività per imposte anticipate	(17)	814.222.871		113.439.722	
Attività per imposte sul reddito	(9)	77.665.001		77.577.010	
Altre attività	(10)	2.056.552.186	1.877.404.294	909.664.462	295.753.995
		70.470.095.877		61.861.441.018	
Attività destinate alla vendita	(25)	2.623.295		1.818.699	
TOTALE ATTIVITÀ		115.619.962.575		86.015.426.886	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(19)	5.865.832.996	5.690.777.240	3.929.488.904	3.730.962.826
Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	(19)	1.554.576.291		1.848.002.204	119.785.353
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	382.795.296	168.663.029	422.865.118	207.609.107
Debiti commerciali e altri debiti	(18)	9.521.008.110	5.214.879.522	4.153.295.991	1.917.841.952
Passività per imposte sul reddito	(9)	116.693.415		4.192.107	
Altre passività	(10)	16.304.620.664	15.139.173.598	2.614.236.326	1.549.634.789
		33.745.526.772		12.972.080.650	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(19)	20.619.539.276		20.065.902.826	789.167.000
Passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	1.939.272.866	1.239.302.612	2.157.524.259	1.472.542.617
Fondi per rischi e oneri	(22)	4.991.702.544		4.890.082.308	
Fondi per benefici ai dipendenti	(23)	393.240.086		376.262.838	
Passività per imposte sul reddito	(9)			9.276.000	
Altre passività	(10)	2.892.166.428	2.229.720.654	837.504.979	308.957.298
		30.835.921.200		28.336.553.210	
TOTALE PASSIVITÀ		64.581.447.972		41.308.633.860	
PATRIMONIO NETTO					
Capitale sociale	(26)	4.005.358.876		4.005.358.876	
Riserva legale		959.102.123		959.102.123	
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale		39.357.403.796		38.716.402.932	
Azioni proprie		(957.944.863)		(581.047.644)	
Utile (perdita) dell'esercizio		7.674.594.671		1.606.976.739	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		51.038.514.603		44.706.793.026	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		115.619.962.575		86.015.426.886	

Conto economico

(€)	Note	2021		2020	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
Ricavi della gestione caratteristica		38.248.492.636	19.658.288.347	18.017.275.217	7.640.612.530
Altri ricavi e proventi		474.123.441	124.779.409	405.211.908	183.830.866
Totale Ricavi	(28)	38.722.616.077		18.422.487.125	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(29)	(33.127.031.035)	(14.720.101.558)	(18.396.881.872)	(7.729.416.261)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(7)	(76.931.805)		(9.745.436)	
Costo lavoro	(29)	(1.285.933.456)		(1.238.076.683)	
Altri proventi (oneri) operativi	(24)	(2.278.104.747)	(3.537.581.909)	(175.744.436)	(595.058.490)
Ammortamenti	(11),(12),(13)	(930.295.323)		(1.013.552.241)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(14)	(454.695.559)		(1.573.456.339)	
Radiazioni	(11),(13)	(949.128)		(124.003)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		568.675.024		(3.985.093.885)	
Proventi finanziari		2.049.356.799	203.407.131	2.212.522.760	230.642.035
Oneri finanziari		(2.065.954.646)	(83.932.362)	(2.748.914.676)	(97.687.249)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		11.142.441		26.124.850	
Strumenti finanziari derivati		(201.390.025)	105.093.473	210.774.295	(140.562.185)
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(30)	(206.845.431)		(299.492.771)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(31)	6.917.670.692		6.519.070.297	
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE		7.279.500.285		2.234.483.641	
Imposte sul reddito	(32)	395.094.386		(627.506.902)	
UTILE (PERDITA) DELL'ESERCIZIO		7.674.594.671		1.606.976.739	

Prospetto dell'utile (perdita) complessivo

(€ milioni)	Note	2021	2020
Utile (perdita) dell'esercizio		7.675	1.607
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:			
Componenti non riclassificabili a conto economico			
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(26)	3	(12)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(26)	1	(8)
Effetto fiscale	(26)		3
		4	(17)
Componenti riclassificabili a conto economico			
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(26)	(791)	702
Differenze cambio da conversione Joint Operation	(26)	26	(31)
Effetto fiscale	(26)	229	(203)
		(536)	468
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		(532)	451
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio		7.143	2.058

I dati essenziali della controllante Eni S.p.A. esposti nel prospetto riepilogativo richiesto dall'art. 2497-bis del codice civile sono stati estratti dal relativo bilancio chiuso al 31 dicembre 2021. Per un'adeguata e completa comprensione della situazione patrimoniale e finanziaria di Eni S.p.A. al 31 dicembre 2021, nonché del risultato economico conseguito dalla società a tale data, si rinvia alla lettura del bilancio che, corredato della relazione della società di revisione, è disponibile presso la sede della società.

Enipower S.p.A. non redige un proprio bilancio consolidato avvalendosi dell'esenzione prevista dall'art. 27 comma 3 del decreto legislativo 127/91.

36 Eventi successivi alla chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono illustrati nella stessa voce esposta nella Relazione sulla Gestione.

Erogazioni pubbliche – Informativa ex artt. 125 e 126 Legge 124/2017

La disciplina relativa alla trasparenza delle erogazioni pubbliche (già contenuta nell'art. 1, commi 125-129 della Legge n. 124/2017 e successive modificazioni) è stata riformulata per alcuni aspetti dall'art. 35 del D.L. 30 aprile 2019, n. 34 "Misure urgenti di crescita economica e per la risoluzione di specifiche situazioni di crisi" (cd. Decreto crescita), modificato dalla legge di conversione del 28 giugno 2019, n. 58.

Nel corso dell'esercizio 2022 Enipower S.p.A. non ha ricevuto/concesso erogazioni pubbliche, rientranti nell'ambito di applicazione della sopra citata normativa.

In particolare, non rientrano negli obblighi di pubblicazione:

- le transazioni che costituiscono un corrispettivo per prestazioni di opera/servizi (ad esempio, forniture di beni/servizi, prestazioni professionali, ecc.), anche nel caso in cui sia presente una componente di "contributo" pubblico non distinguibile dalla normale operazione commerciale;
- le retribuzioni per un incarico ricevuto o che sono dovute a titolo di risarcimento;
- le sponsorizzazioni, tenuto conto del fatto che la giurisprudenza le qualifica come contratti a prestazioni corrispettive;
- i vantaggi economici non selettivi (ad es. agevolazioni fiscali) e gli aiuti di Stato ricevuti in applicazione di un regime generale di agevolazione, ossia i vantaggi economici rivolti a tutti i soggetti che soddisfano determinate condizioni, sulla base di criteri predeterminati (ad es. contributi rivolti a specifici settori); in questa prospettiva, a titolo di esempio, sono escluse le attribuzioni di certificati ambientali, regimi fiscali agevolativi, regimi di finanziamenti agevolati aperti ad una pluralità di imprese o a un complessivo settore, ecc.;
- i rimborsi e le indennità corrisposti a soggetti impegnati in tirocini formativi e di orientamento;
- i contributi ricevuti dalle imprese per la formazione continua da parte di fondi interprofessionali costituiti nella forma giuridica di associazione (ad es. Fondimpresa);
- i contributi erogati ad associazioni, fondazioni e altri enti del terzo settore, con finalità di advocacy (tutela degli interessi aziendali), ivi inclusa l'adesione a Confindustria e associazioni similari, e con finalità tecniche/di business, perché è ravvisabile un beneficio, derivante dall'attività dell'associazione/organizzazione a cui si partecipa, connesso con il business svolto.

Proposta del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti

Signori Azionisti,

il conto economico della Vostra società presenta un utile di 111.403.779,69 euro.

Si propone di deliberare in merito all'attribuzione dell'utile dell'esercizio 2022 come segue:

- riportare a nuovo con corrispondente riduzione delle perdite relative ad esercizi precedenti un importo di euro 49.619.014,24;
- distribuire un dividendo in ragione di euro 0,26 per azione per complessivi euro 52.000.000;
- riportare a utili a nuovo i restanti euro 9.784.765,45;
- approvare la messa in pagamento del dividendo in una o più tranches in linea con la Politica di Distribuzione approvata.

EniPower S.p.A.

Sede legale: San Donato Milanese (MI) - Piazza Ezio Vanoni n. 1

Capitale sociale Euro 200.000.000,00 i.v.

Iscritta al Registro delle Imprese di Milano - R.E.A. n. 1600596

C.F./P.IVA 12958270154

Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento di ENI S.p.A.

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE**ALL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI****AI SENSI DELL'ART. 2429 C.C.****BILANCIO AL 31 DICEMBRE 2022**

Signori Azionisti,

nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2022 il Collegio Sindacale ha svolto, in conformità ai principi enunciati dagli organi professionali, l'attività di vigilanza prevista dalla legge; la Revisione Legale dei Conti è stata svolta, ai sensi dell'art. 2409 *bis* del Codice Civile, da PwC S.p.A..

Il Collegio Sindacale, in particolare:

- ha vigilato sull'osservanza della Legge e dello Statuto Sociale e sul rispetto dei principi di corretta amministrazione;
- ha partecipato alle adunanze del Consiglio di Amministrazione, svoltesi nel rispetto delle norme statutarie, legislative e regolamentari che ne disciplinano il funzionamento, potendo ragionevolmente assicurare che:
 - o potenziali conflitti di interesse sono stati correttamente dichiarati;
 - o le azioni deliberate sono conformi alla Legge ed allo Statuto Sociale e non sono manifestamente imprudenti, azzardate, o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;
- ha vigilato sull'attuazione delle delibere del Consiglio di Amministrazione;
- ha ottenuto, nel corso delle proprie riunioni, informazioni sul generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione nonché sulle operazioni di maggiore rilievo, per le loro dimensioni o caratteristiche, effettuate dalla Società e, a tal riguardo, non ha osservazioni da riferire nella presente relazione;
- non ha rilevato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali con società del gruppo, con terzi o con parti correlate, queste ultime illustrate nella Relazione sulla Gestione e nelle Note al Bilancio con riguardo alla natura e ai criteri utilizzati per la determinazione dei corrispettivi ad esse afferenti;
- ha incontrato PwC S.p.A., società incaricata della Revisione Legale dei Conti, con la quale ha avuto modo di scambiare periodicamente informazioni sul lavoro

rispettivamente svolto, e da tali incontri non sono emersi dati ed informazioni da riferire nella presente relazione;

- ha preso visione del Rapporto annuale del Direttore Amministrativo approvato dall'Amministratore Delegato da cui risulta che il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria risulta "monitorato";
- ha esaminato la *Check List* al 31 dicembre 2022 inerente i *company entity level controls*, che non evidenzia carenze;
- ha acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di competenza, sull'adeguatezza dell'assetto organizzativo, del sistema amministrativo, contabile e di controllo interno, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante le informazioni ricevute dagli organi delegati e dai responsabili delle funzioni, e da tale attività non sono emersi rilievi da evidenziare nella presente relazione;
- ha ottenuto conferma dai Sindaci delle società controllate che dalla loro attività di vigilanza non sono emersi dati ed informazioni da riferire nella presente relazione;
- con riguardo ai controlli e all'adeguatezza del sistema di controllo dei servizi centralizzati presso la Capogruppo, ha ottenuto conferma che non sono state rilevate carenze e/o non conformità;
- ha ottenuto informazioni sull'attività svolta dall'Organismo di Vigilanza della Società, che non ha evidenziato situazioni di criticità;
- ha esaminato le risultanze delle attività di controllo, svolte dalla funzione *Internal Audit* di Eni S.p.A., monitorando l'esecuzione delle eventuali azioni correttive emerse e non ravvisando criticità meritevoli di segnalazione;
- ha acquisito conoscenze e vigilato, per quanto di competenza, sull'applicazione delle norme e dei regolamenti emanati a seguito della pandemia da Covid 19;
- non è dovuto intervenire per omissioni dell'organo di amministrazione ai sensi dell'art. 2406 c.c.;
- non ha ricevuto denunce ai sensi dell'art. 2408 c.c.;
- non ha formulato denunce ai sensi dell'art. 2409, co. 7, c.c.;
- ha rilasciato la seguente proposta motivata:
 - o *Proposta motivata del Collegio sindacale in merito al rinnovo dell'incarico di revisione legale per gli esercizi 2022, 2023 e 2024;*
- ha rilasciato (con riferimento all'esercizio 2022) i seguenti pareri:
 - o *Parere del Collegio Sindacale al Consiglio di Amministrazione di EniPower SpA sulla richiesta di integrazione degli onorari di Revisione Legale dei Conti della società PricewaterhouseCoopers SpA..*

Il Collegio Sindacale ha esaminato il Progetto di Bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2022 approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'adunanza del 9 marzo 2023 e, a tale riguardo, il Collegio Sindacale:

- non essendo responsabile del controllo analitico di merito sul contenuto del Bilancio, ha vigilato sull'impostazione generale data allo stesso, sulla sua generale conformità alla Legge con riguardo alla sua formazione e struttura;
- ha verificato l'osservanza delle norme di Legge riguardanti la predisposizione della Relazione sulla Gestione;
- ha verificato la rispondenza del Bilancio ai fatti ed alle informazioni di cui è venuto a conoscenza nell'espletamento dei propri doveri.

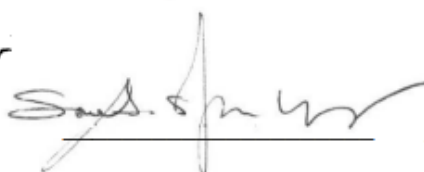
Tenuto conto di quanto sopra riferito, considerando le risultanze dell'attività svolta dalla Società incaricata della Revisione Legale dei Conti che nella propria relazione del 3 aprile 2023 ha espresso un giudizio senza rilievi né richiami di informativa, il Collegio Sindacale non rileva motivi ostativi all'approvazione del Bilancio al 31 dicembre 2022 ed alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

San Donato, 3 aprile 2023

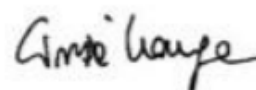
Il Collegio Sindacale



(Michele Casò)
(Presidente)



(Sara Speranza)
(Sindaco Effettivo)



(Cinzia Cravagna)
(Sindaco Effettivo)



**RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE INDIPENDENTE AI
SENSI DELL'ARTICOLO 14 DEL DLGS 27 GENNAIO 2010, N° 39**

ENIPOWER SPA

BILANCIO D'ESERCIZIO AL 31 DICEMBRE 2022



Relazione della società di revisione indipendente

ai sensi dell'articolo 14 del DLgs 27 gennaio 2010, n° 39

Agli Azionisti della Enipower SpA

Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della società Enipower SpA (la Società), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2022, dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Società al 31 dicembre 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.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla Società in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio d'esercizio

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio d'esercizio che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio d'esercizio, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale: **Milano** 20145 Piazza Tre Torri 2 Tel. 02 77851 Fax 02 7785240 Capitale Sociale Euro 6.890.000,00 i.v. C.F. e P.IVA e Reg. Imprese Milano Monza Brianza Lodi 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: **Ancona** 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 071 2132311 - **Bari** 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 080 5640211 - **Bergamo** 24121 Largo Belotti 5 Tel. 035 229691 - **Bologna** 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 051 6186211 - **Brescia** 25121 Viale Duca d'Aosta 28 Tel. 030 3697501 - **Catania** 95129 Corso Italia 302 Tel. 095 7532311 - **Firenze** 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 055 2482811 - **Genova** 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 010 29041 - **Napoli** 80121 Via dei Mille 16 Tel. 081 36181 - **Padova** 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049 873481 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091 349737 - **Parma** 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521 275911 - **Pescara** 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 085 4545711 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06 570251 - **Torino** 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011 556771 - **Trento** 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461 237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422 696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 040 3480781 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 0432 25789 - **Varese** 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332 285039 - **Verona** 37135 Via Francia 21/C Tel. 045 8263001 - **Vicenza** 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444 393311

www.pwc.com/it



redazione del bilancio d'esercizio a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della Società o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria della Società.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio d'esercizio nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche prese dagli utilizzatori sulla base del bilancio d'esercizio.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio d'esercizio, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti o eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno della Società;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, inclusa la relativa informativa;
- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che la Società cessi di operare come un'entità in funzionamento;



- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio d'esercizio nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio d'esercizio rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dagli ISA Italia, tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10

Gli amministratori della Enipower SpA sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione della Enipower SpA al 31 dicembre 2022, incluse la sua coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la sua conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n° 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio d'esercizio della Enipower SpA al 31 dicembre 2022 e sulla conformità della stessa alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio d'esercizio della Enipower SpA al 31 dicembre 2022 ed è redatta in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'articolo 14, comma 2, lettera e), del DLgs 39/10, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Milano, 3 aprile 2023

PricewaterhouseCoopers SpA

Sergio Pizzarelli
(Revisore legale)

Deliberazioni dell'Assemblea degli Azionisti

L'Assemblea degli Azionisti di Enipower S.p.A. si è riunita il giorno 18 aprile 2023, in San Donato Milanese, Piazza Vanoni 1.

L'Assemblea degli Azionisti, preso atto delle Relazioni degli Amministratori sulla gestione e del Collegio Sindacale nonché della Relazione della Società di Revisione PricewaterhouseCoopers S.p.A. sul bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2022, ha deliberato di approvare il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2022 che presenta un utile di 111.403.779,69 euro e di attribuire l'utile dell'esercizio 2022 come segue:

- riportare a nuovo, con corrispondente riduzione le perdite relative agli esercizi precedenti, un importo di 49.619.014,24 euro;
- distribuire il dividendo per l'importo di 52.000.000,00 euro in ragione di euro 0,26 per azione;
- riportare a nuovo i restanti 9.784.765,45 euro;
- approvare il pagamento del dividendo in una o più tranches in linea con la Politica di Distribuzione adottata dalla società dando mandato al Consiglio di Amministrazione di darne attuazione.