RELAZIONE FINANZIARIA
ANNUALE CONSOLIDATA **2024**

enel

Build the FUTURE through SUSTAINABLE POWER.

Oltre la reportistica: il percorso grafico di Enel che racconta un futuro sostenibile

Il design alla base del corporate reporting 2024 di Enel riflette con forza il nostro impegno volto a costruire un futuro migliore.

Le scelte grafiche alla base della presente pubblicazione sottolineano la ferma volontà di tradurre il nostro Purpose – "Build the future through sustainable power" – in azioni concrete.

Vogliamo contribuire attivamente alla costruzione di un domani migliore, riducendo l'impatto ambientale tramite soluzioni energetiche pulite, innovative e responsabili per le generazioni future.

La narrazione visiva è stata pensata per esprimere l'impegno di Enel nel raggiungere il nostro obiettivo a lungo termine e come incarniamo i nostri valori fondamentali: fiducia, innovazione, flessibilità, rispetto e proattività. Costruiamo fiducia all'interno dei nostri team e con i nostri stakeholder attraverso una comunicazione chiara e un focus sui nostri clienti. Promuovendo la curiosità e un approccio pratico, stimoliamo l'innovazione per soddisfare sempre nuove esigenze e creare soluzioni sostenibili. La nostra capacità di adattamento ci consente di cogliere nuove opportunità in un mondo in rapida evoluzione, mentre il nostro rispetto per le individualità e l'inclusività favorisce il lavoro di squadra. Insieme, lavoriamo con passione per raggiungere i risultati attesi, puntando su integrità e responsabilità, plasmando un futuro sostenibile.

Così, ogni elemento del nostro reporting aziendale funge da richiamo ai valori fondamentali di Enel, dando vita a un percorso narrativo che vuole essere di ispirazione, invitando gli altri a unirsi a noi in questo percorso verso un futuro più sostenibile.

RELAZIONE FINANZIARIA ANNUALE CONSOLIDATA **2024**

INDICE

A partire dall'esercizio 2024, la Relazione Finanziaria Annuale Consolidata del Gruppo accoglie una sezione dedicata alla Rendicontazione di Sostenibilità, volta a rappresentare le informazioni qualitative e quantitative sulle questioni ambientali, sociali e di governance, in applicazione della Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD), recepita in Italia con il decreto legislativo n. 125 del 6 settembre 2024, i cui obblighi di informativa sono presentati oltre che nella Rendicontazione di Sostenibilità, anche in altri paragrafi della Relazione sulla gestione.



Il simbolo della foglia presente nell'indice guida il lettore nell'individuazione immediata delle sezioni che includono contenuti di sostenibilità, facilitando la consultazione del documento e rafforzando l'integrazione tra aspetti economico-finanziari e ambientali, sociali e di governance.

GUIDA ALLA NAVIGAZIONE DEL DOCUMENTO

Per facilitarne la consultazione, il documento, oltre a link ipertestuali, è dotato di interazioni che ne consentono la navigazione.



Torna al menu generale



Vai a...



Ricerca



Stampa



Indietro/avanti



Conto economico



Stato patrimoniale



Rendiconto finanziario



Prospetto delle variazioni del patrimonio netto



Prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio

Lettera agli azionisti e agli altri stakeholder 10
Basis of Presentation 17

RELAZIONE SULLA GESTIONE

1. GRUPPO ENEL 21
Highlights 23
Il modello di business 27
Localizzazione geografica di Enel 30

2. GOVERNANCE 33
Gli azionisti di Enel 34
Organi sociali 36
Sistema di corporate governance e assetto dei poteri di Enel 38
Sistema di gestione dei rischi e di controllo interno sul "corporate reporting" 52
Modello organizzativo di Enel 54
Il sistema di incentivazione 57
Valori e pilastri dell'etica aziendale 60

3. STRATEGIA DEL GRUPPO E GESTIONE DEL RISCHIO 63
Scenario di riferimento 64
La strategia del Gruppo 71
Il modello di risk governance del Gruppo Enel 77

4. CAMBIAMENTI CLIMATICI 93

La strategia per fronteggiare i cambiamenti climatici 96

Impatti, rischi e opportunità legati al cambiamento climatico 104

Politiche relative alla mitigazione e all'adattamento del cambiamento climatico 122

Il sistema di advocacy di Enel su politiche climatiche e una transizione energetica giusta 124

Azioni per la gestione degli impatti, rischi e opportunità legati ai cambiamenti climatici 127

Le metriche di Enel nella lotta al cambiamento climatico 142

5. LE PERFORMANCE DEL GRUPPO 151

Definizione degli indicatori di performance 152

Risultati del Gruppo 155

Analisi patrimoniale e finanziaria del Gruppo 166

Risultati economici per Settore primario (Linea di Business) e secondario (Area Geografica) 172

Intangibles 205

Il titolo Enel 208

Fatti di rilievo del 2024 211

Aspetti normativi e tariffari 215

6. PROSPETTIVE FUTURE 231

Prevedibile evoluzione della gestione 232

7. RENDICONTAZIONE CONSOLIDATA DI SOSTENIBILITÀ 237

Informazioni generali 238

Informazioni ambientali 277

Informazioni sociali 331

Informazioni sulla governance 391

BILANCIO CONSOLIDATO

BILANCIO CONSOLIDATO 419

Prospetti contabili consolidati 420

Note di commento 427

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari relativa al Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2024 606

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari relativa alla Rendicontazione consolidata di Sostenibilità al 31 dicembre 2024 607

Relazioni 608

Relazione del Collegio Sindacale 608

Relazioni della Società di revisione 624

Allegati 635

Allegato 1 - Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2024 635

Allegato 2 - Green Bond Report 2024 – Note di accompagnamento 692

Allegato 3 - Sustainability-Linked Financing Report 700


enel
Build the future through sustainable power
PURPOSE
VISIONE
Drive electrification, fulfilling people's needs and shaping a better world.



Fiducia
Innovazione
Proattività
Rispetto
Flessibilità

VALORI

POSIZIONAMENTO

Your energy choices,
our responsibility.
Every day, powered by clean energy.





Paolo Scaroni
Presidente

Flavio Cattaneo
Amministratore Delegato
e Direttore Generale

LETTERA AGLI AZIONISTI E AGLI ALTRI STAKEHOLDER

Cari azionisti, cari stakeholder,
nel corso del 2024 Enel ha proseguito il suo percorso lungo le direttrici strategiche tracciate lo scorso anno di (i) profittabilità, flessibilità e resilienza, (ii) efficacia ed efficienza, (iii) sostenibilità finanziaria e ambientale, raggiungendo una struttura finanziaria più solida ed equilibrata, essenziale per la crescita e lo sviluppo di valore di lungo termine.

Nel 2024 Enel, con oltre 60.000 dipendenti, si conferma il più grande operatore[1] nel settore delle energie rinnovabili al mondo, con circa 66 GW di capacità gestita e la più grande società[1] di distribuzione di energia elettrica a livello globale, con circa 68,5 milioni di utenti finali serviti da reti. Inoltre, possiede la più estesa base clienti[1], con oltre 55 milioni di clienti di energia elettrica e gas.

In linea con la strategia, abbiamo definito il nostro purpose "Build the future through sustainable power" e la vision "Drive electrification, fulfilling people's needs and shaping a better world". Contribuiamo alla decarbonizzazione e guidiamo il processo di elettrificazione dei consumi finali attraverso tecnologie innovative e servizi affidabili, rimanendo focalizzati sul nostro core business: generare, distribuire e vendere energia in modo sostenibile da un punto di vista finanziario, ambientale e sociale.

Enel adotta un approccio integrato per permettere una transizione energetica giusta e inclusiva, ponendo al centro della propria strategia comunità locali, istituzioni, fornitori, clienti, lavoratori e azionisti e creando valore condiviso nel lungo periodo, e mantiene un forte impegno nel rispetto della sicurezza e dei diritti

1. Perimetro di riferimento: società quotate non a prevalenza statale.

68,5 milioni

Utenti finali

66 GW

Capacità rinnovabile gestita

umani. Inoltre, investiamo in programmi di formazione e di aggiornamento e condividiamo con circa 7.500 fornitori qualificati con contratti attivi l'obiettivo di creare processi produttivi sostenibili, riducendo il fabbisogno di materie prime critiche attraverso soluzioni e processi innovativi.

Infine, l'impegno nella sostenibilità è rafforzato da un solido modello di governance, che garantisce trasparenza, integrità e responsabilità nella gestione delle attività aziendali. La focalizzazione in termini di sostenibilità trova conferma anche dalla costante presenza nelle più importanti graduatorie e negli indici di sostenibilità.

Il contesto macroeconomico

Nel 2024 l'economia globale ha dimostrato di essere resiliente, nonostante un contesto di volatilità alimentato dalle persistenti incertezze geopolitiche e il ritardo nel processo di normalizzazione delle politiche monetarie.

L'andamento economico delle principali economie ha registrato tassi di crescita diversi: negli Stati Uniti, la performance economica è rimasta solida e superiore alle attese, sostenuta principalmente dalla tenuta dei consumi e dall'espansione degli investimenti; nell'Eurozona, l'attività economica ha mostrato un lieve miglioramento, sebbene inferiore alle attese a causa della debolezza della domanda interna. Infine, in America Latina, le dinamiche di crescita post-COVID-19 si sono realizzate in contesti macroeconomici disomogenei, impattati anche da discontinuità nella conduzione politica di alcuni Stati. Per le economie più rilevanti, tra cui il Brasile, il debito pubblico, la dinamica dei tassi di interesse e le politiche valutarie rappresentano elementi chiave per l'evoluzione delle variabili macroeconomiche.

Nel corso del 2024, il mercato del gas europeo ha evidenziato un'elevata volatilità e le incertezze nelle forniture, insieme alla ripresa della domanda asiatica, hanno determinato un marcato rialzo dei prezzi nell'ultimo trimestre, nonostante livelli di stoccaggio non allarmanti. Parallelamente, il mercato del carbone ha registrato un calo dei prezzi, effetto della minor disponibilità e della crescita della generazione rinnovabile, mentre il prezzo del petrolio Brent è lievemente diminuito per l'aumento della produzione statunitense e la stabilità dell'offerta a livello globale. Diminuisce anche il prezzo della CO_2 nell'ambito dell'Emission Trading System (ETS), riflettendo sia la riduzione dell'attività industriale in Europa sia il maggiore ricorso a fonti energetiche rinnovabili.

In Italia e Spagna, la diminuzione del costo del gas registrata nella prima parte del 2024 e l'incremento della produzione da fonti rinnovabili hanno normalizzato le dinamiche del mercato producendo una riduzione annua del prezzo dell'energia elettrica, rispettivamente del 15% e del 28%.

I prezzi del rame e dell'alluminio sono cresciuti all'incirca dell'8% anno su anno, a causa dell'aumento sia della domanda legata alla transizione energetica e alla ripresa industriale a livello mondiale sia delle problematiche di offerta, tra cui tensioni sociali in Cile e Perù e restrizioni ambientali in Cina. Al contrario, i metalli maggiormente legati alle tecnologie rinnovabili, come il litio e il polisilicio, hanno raggiunto nei mesi finali dell'anno i livelli minimi storici, sia per l'aumento dell'offerta sia per una domanda inferiore alle attese, evidenziando un mercato in fase di riassestamento.

I risultati economici

Enel chiude l'esercizio 2024 con solidi risultati centrando gli obiettivi annuali comunicati al mercato: l'EBITDA ordinario è pari a 22,8 miliardi di euro e l'utile netto ordinario pari a 7,1 miliardi di euro, in crescita rispettivamente del 3,8% e di circa il 10% rispetto

all'anno precedente. Il dividendo che sarà proposto agli azionisti per il 2024 ammonta a 47 centesimi di euro per azione, circa il 9% in più di quello del 2023, in linea con quanto indicato nella presentazione del Piano Industriale 2025-2027. Il debito netto è pari a 55,8 miliardi di euro, con una riduzione del 7% rispetto all'anno precedente e un miglioramento del rapporto debito netto su EBITDA ordinario che passa da 2,7x a 2,4x, un ratio che colloca Enel come la migliore tra le utility in quanto a solidità della struttura patrimoniale. Tale livello di solidità ci permette di valutare opportunità di crescita incrementali.

Principali avvenimenti

Enel continua il percorso di crescita nella generazione di energia da fonti rinnovabili. Nel corso del 2024, ha realizzato circa 4,0 GW di nuova capacità rinnovabile (di cui circa 1,3 GW di stoccaggio con batterie), raggiungendo un totale di capacità installata di circa 66 GW, con una produzione di 148 TWh/anno.

Prosegue la focalizzazione sulle reti di distribuzione attraverso importanti investimenti in resilienza, qualità e digitalizzazione, necessari sia per il processo di transizione energetica sia per far fronte ai sempre più frequenti eventi meteorologici legati al cambiamento climatico.

Inoltre, per la gestione delle emergenze legate agli eventi meteorologici estremi, come quelli accaduti durante l'anno in Brasile, Cile e Italia, abbiamo attivato protocolli di emergenza che assicurano una risposta efficace e immediata, facendo leva sulla nostra dimensione internazionale per mobilitare tempestivamente risorse esperte da tutti i Paesi di presenza.

Per quanto riguarda il ruolo delle reti nella transizione energetica, la capacità distribuita rinnovabile connessa alle nostre reti raggiunge 78 GW, proveniente da circa 2,4 milioni di produttori e prosumer[2], di cui 411.520 aggiunti nel corso dell'anno.

In particolare in Italia, grazie a una strategia di pianificazione degli investimenti e schemi regolatori favorevoli, nel 2024, sono stati investiti oltre 3,5 miliardi di euro, di cui circa 900 milioni di euro finanziati principalmente dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), che hanno consentito, tra le altre cose, di abilitare la rete alla gestione di capacità rinnovabile distribuita per un valore pari a 1,43 GW, superiore al target di 924 MW del PNRR.

Infine, la consapevolezza dell'importanza degli investimenti per la resilienza, l'ammodernamento e la digitalizzazione delle reti di distribuzione ha portato in Italia alla rimodulazione delle concessioni in essere, per un periodo massimo di 20 anni, per i concessionari del servizio di distribuzione di energia elettrica a fronte di piani straordinari di investimento pluriennale[3].

Il 2024 è stato un anno di cambiamento per la divisione commerciale Enel X Global Retail: è stata rinnovata nella sua struttura organizzativa e potenziata per affrontare la crescente competitività del mercato e soddisfare al meglio le esigenze dei clienti. Sono stati semplificati i modelli di business della mobilità elettrica offerti al mercato, razionalizzando i Paesi di presenza e confermando Enel come uno dei principali player del settore.

Durante l'anno, la divisione ha lavorato per incrementare e fidelizzare la base clienti definendo un portafoglio di soluzioni innovative (per esempio, solare virtuale, flessibilità) e offerte bundle (commodity, prodotti e servizi), comprensive anche della ricarica di veicoli elettrici in ambito residenziale, aziendale e pubblico. La divisione Enel X Global Retail ha continuato a migliorare la customer experience, con un numero di reclami commerciali in discesa dell'8%[4] rispetto all'anno precedente e, infine, ha rafforzato i canali commerciali.

A supporto della strategia commerciale, abbiamo rafforzato la comunicazione esterna con spot istituzionali volti al rafforzamento del brand attraverso il messaggio di un'azienda storica, più vicina ai clienti, affidabile e di qualità.

Infine, è stata introdotta una nuova governance a livello di Gruppo che permette di definire e condividere la strategia commerciale insieme alle divisioni Global

2. Il termine "prosumer", contrazione di "producer" (produttore) e "consumer" (consumatore), indica un individuo o un'azienda che non solo consuma beni o servizi, ma li produce anche, per esempio installando pannelli fotovoltaici per la produzione di energia elettrica.
3. Legge 30 dicembre 2024, n. 207, recante "Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2025 e bilancio pluriennale per il triennio 2025-2027" all'art. 1, commi 50-53.
4. Riduzione nuovi reclami ogni 10.000 clienti.

Energy and Commodity Management and Chief Pricing Officer ed Enel Green Power and Thermal Generation, garantendo l'ottimizzazione e il monitoraggio del margine integrato del Gruppo lungo l'intera catena del valore.

La Funzione Globale di Servizio Enel Global Services[5] continua il percorso di trasformazione digitale dell'Azienda, puntando su soluzioni e tecnologie avanzate, come l'intelligenza artificiale, sulla quale ha avviato un programma di formazione rivolto a tutti i dipendenti finalizzato a fornire gli strumenti per orientarsi tra relative opportunità e rischi. Parallelamente l'unità di Procurement ha posto la sostenibilità finanziaria e ambientale al centro della strategia di approvvigionamento. Attraverso efficienza e semplificazione, ha garantito la disponibilità di beni, lavori e servizi nei tempi richiesti, assicurando flessibilità e competitività dei prezzi.

In linea con l'Accordo di Parigi, continuiamo il percorso di decarbonizzazione, puntando a raggiungere zero emissioni in tutti gli Scope entro il 2040. Nel 2024, le emissioni assolute di gas serra dirette e indirette lungo l'intera catena del valore sono state pari a circa 70 $MtCO_{2eq}$, con una riduzione del 26% rispetto al 2023, in linea con gli obiettivi certificati dalla Science Based Targets initiative (SBTi).

Nel 2024 abbiamo emesso prestiti obbligazionari per un totale di 4,5 miliardi di euro equivalenti, in linea con la strategia finanziaria volta a ottimizzare il costo del capitale a servizio degli investimenti industriali del Piano Strategico 2024-2026. Di questo ammontare, 3,6 miliardi di euro equivalenti sono stati collocati attraverso Sustainability-Linked Bond sui mercati europeo e americano, utilizzando Key Performance Indicator (KPI) che confermano l'impegno di Enel nella transizione energetica, in linea con il pilastro della sostenibilità ambientale e finanziaria della nostra strategia; in particolare, per ciascuna emissione, i tassi di interesse sono stati subordinati al raggiungimento congiunto dei Sustainability Performance Targets (SPT) collegati alla "Percentuale di capex allineata alla tassonomia dell'UE (%)" e all'"Intensità delle emissioni di GES Scope 1 relative alla produzione di energia elettrica (gCO_{2eq}/kWh)".

Nell'ambito dei finanziamenti con banche di sviluppo e agenzie di credito all'esportazione, Enel nel 2024 ha inoltre sottoscritto prestiti per un totale di circa 1 miliardo di euro equivalenti, diversificando così ulteriormente le fonti di finanziamento con costi inferiori rispetto a quelli di mercato.

Durante il 2024, in linea con gli obiettivi di riduzione del debito e di rafforzamento della struttura patrimoniale e finanziaria, è stato completato il piano di dismissioni in un'ottica di rotazione del portafoglio incentrata sulla massimizzazione del valore degli asset, permettendoci di cogliere opportunità di crescita.

In particolare, tra le altre, è stata perfezionata la cessione delle società peruviane di distribuzione e fornitura di energia elettrica Enel Distribución Perú SAA, di servizi energetici avanzati Enel X Perú SAC e di generazione elettrica Enel Generación Perú SAA, nonché la cessione da parte di Enel Italia al fondo Sosteneo del 49% di Enel Lybra Flexsys, società neocostituita da Enel con l'obiettivo di sviluppare e gestire un portafoglio di impianti composto prevalentemente da Battery Energy Storage Systems (BESS). Inoltre, in Italia, è stato effettuato il closing della cessione ad A2A SpA, da parte della controllata e-distribuzione, del 90% del capitale sociale di Duereti Srl, veicolo societario beneficiario del conferimento delle attività di distribuzione di energia elettrica in alcuni comuni situati nelle province di Milano e Brescia.

Per quanto riguarda le acquisizioni, al fine di consolidare il ruolo primario nelle rinnovabili a livello globale, in Spagna, attraverso Endesa Generación abbiamo firmato un accordo per l'acquisito del 100% di Corporación Acciona Hidráulica SL, società del Gruppo Acciona che detiene 34 centrali idroelettriche spagnole per una capacità installata di oltre 600 MW.

Infine, coerentemente con la strategia presentata ai mercati sulle stewardship, in Spagna, attraverso Enel Green Power España abbiamo finalizzato un accordo in virtù del quale Masdar ha acquisito il 49,99% di Enel Green Power España Solar 1 (EGPE Solar), società che detiene un portafoglio di 2 GW di impianti fotovoltaici operativi di Endesa. Enel manterrà il controllo di EGPE Solar consolidando la joint venture e acquisterà il 100% dell'energia generata dagli impianti fotovoltaici oggetto dell'operazione attraverso contratti di lungo termine (Power Purchase Agreement).

5. Include le strutture di Global Information & Communication Technologies, Global Procurement, Global Real Estate and General Services e Workforce Evolution.

Strategia e previsioni per il 2025-2027

Il Piano Strategico 2025-2027 conferma i tre pilastri di quello precedente:

- redditività, flessibilità e resilienza, per creare valore attraverso una selettiva allocazione del capitale che ottimizzi il profilo di rischio/rendimento, mantenendo al contempo un approccio flessibile;
- efficienza ed efficacia, con una continua ottimizzazione di processi, attività e portafoglio di offerte, rafforzando la generazione di cassa e sviluppando soluzioni innovative per incrementare il valore degli asset esistenti;
- sostenibilità finanziaria e ambientale, per mantenere una struttura solida, assicurare la flessibilità necessaria alla crescita e affrontare le sfide del cambiamento climatico.

Nel triennio gli investimenti lordi saranno pari a circa 43 miliardi di euro, allocati tra le geografie in proporzione al relativo contributo all'EBITDA.

Si prevedono circa 26 miliardi di euro di investimenti lordi nelle Reti, in crescita del 40% rispetto al precedente Piano, per renderle più resilienti, digitalizzate ed efficienti. Grazie a questi investimenti si prevede che la Regulated Asset Base (RAB)[6] si attesti a circa 52 miliardi di euro nel 2027, da circa 42 miliardi nel 2024, e che le Reti contribuiscano per circa il 40% all'EBITDA ordinario di Gruppo nello stesso anno.

Nella Generazione Rinnovabile, investiremo circa 12 miliardi di euro per aggiungere 12 GW di capacità nei prossimi tre anni, arrivando nel 2027 a un totale di 76 GW di capacità rinnovabile installata. La strategia di investimento prevede: (i) un'allocazione del capitale flessibile, valutando sia la possibilità di realizzare nuovi impianti sia l'opportunità di acquisire asset già in operation (brownfield), in funzione del tempo di ritorno dell'investimento e del contesto regolatorio e di mercato dei diversi Paesi; (ii) un approccio selettivo volto a massimizzare i rendimenti e ridurre al minimo i rischi; (iii) la scelta di tecnologie di maggior valore, con oltre il 70% della capacità addizionale prevista nel Piano rappresentata da eolico onshore e dalle tecnologie programmabili (idroelettrico e batterie).

Nel segmento Clienti verranno investiti circa 2,7 miliardi di euro, di cui circa l'85% nei Paesi in cui abbiamo una presenza integrata, offrendo un portafoglio di soluzioni bundled con energia, prodotti e servizi. Prevediamo di aumentare la base clienti nel mercato libero dell'elettricità in Italia e Spagna a oltre 19 milioni nel 2027.

Sul fronte della sostenibilità ambientale, intendiamo proseguire con la riduzione delle emissioni dirette e indirette di gas a effetto serra, in linea con l'Accordo di Parigi e con lo scenario di 1,5 °C, come certificato dalla SBTi.

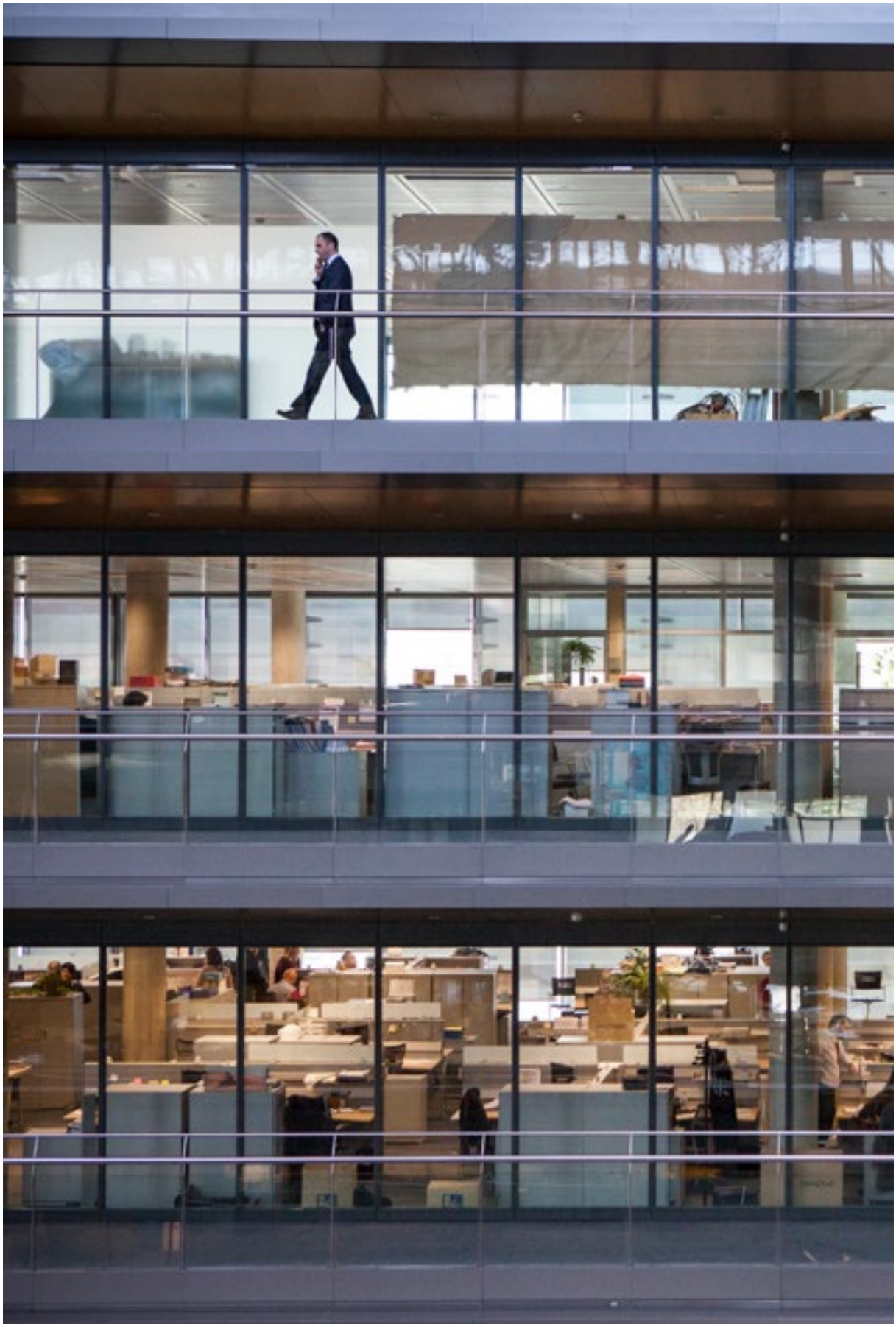
Si prevede che l'EBITDA ordinario di Gruppo cumulato nel periodo di Piano supererà i 70 miliardi di euro, di cui circa il 90% deriverà da attività regolate o contrattualizzate, riducendo i rischi e migliorando la visibilità sui risultati futuri e quindi la qualità dell'EBITDA.

Nel 2027 è previsto un EBITDA ordinario di Gruppo tra 24,1 e 24,5 miliardi di euro – con un CAGR (Compound Average Growth Rate) di circa il 7% rispetto ai 17,3 miliardi di euro del 2022 – e un utile netto ordinario di Gruppo compreso tra 7,1 e 7,5 miliardi di euro, con un CAGR di circa l'11% rispetto ai 4,3 miliardi di euro del 2022.

Infine, al termine del periodo di Piano, si prevede che il rapporto indebitamento finanziario netto/EBITDA si attesti a circa 2,5x, mantenendosi al di sotto della media di settore.

Con riguardo alla remunerazione per gli azionisti nel triennio, è stata rivista al rialzo la politica dei dividendi con un nuovo DPS fisso minimo annuo pari a 0,46 euro e un potenziale ulteriore incremento fino a un payout del 70% sull'utile netto ordinario del Gruppo. Rispetto alla precedente politica dei dividendi è stato inoltre rimosso il vincolo del raggiungimento della neutralità dei flussi di cassa.

6. Relativa ai Paesi "core" del Gruppo (Italia, Spagna, Brasile, Cile, Colombia, Stati Uniti).





Basis of Presentation

La Relazione finanziaria annuale consolidata

La Relazione finanziaria annuale consolidata di Enel rientra nel più ampio sistema di Corporate Reporting del Gruppo, basato sulla trasparenza, sull'efficacia e sulla responsabilità delle informazioni.

Nell'obiettivo di raccontare il pensiero strategico di Enel nonché di presentare i risultati e le prospettive di medio e lungo termine del proprio modello di business sostenibile, che favorisce la creazione di valore nel contesto della transizione energetica, la Relazione finanziaria annuale consolidata è costituita dai seguenti documenti:

- la Relazione sulla gestione che include, a partire dal 2024, la Rendicontazione di Sostenibilità in applicazione della Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD), recepita in Italia con il decreto legislativo n. 125 del 6 settembre 2024, e redatta in base agli European Sustainability Reporting Standards (ESRS), emessi dallo European Financial Reporting Advisory Group (EFRAG);
- il Bilancio consolidato e le Note di commento redatti secondo i princípi contabili internazionali IFRS/IAS.

Tali documenti sono predisposti considerando anche le ultime raccomandazioni emesse dalla European Securities and Market Authority (ESMA) il 24 ottobre 2024 nonché il successivo richiamo CONSOB n. 2/2024 del 20 dicembre 2024.

Si riportano di seguito i princípi fondamentali di redazione della Relazione sulla gestione, rinviando alla specifica sezione "Forma e contenuto del Bilancio consolidato" per la base di presentazione del Bilancio consolidato e delle Note di commento.

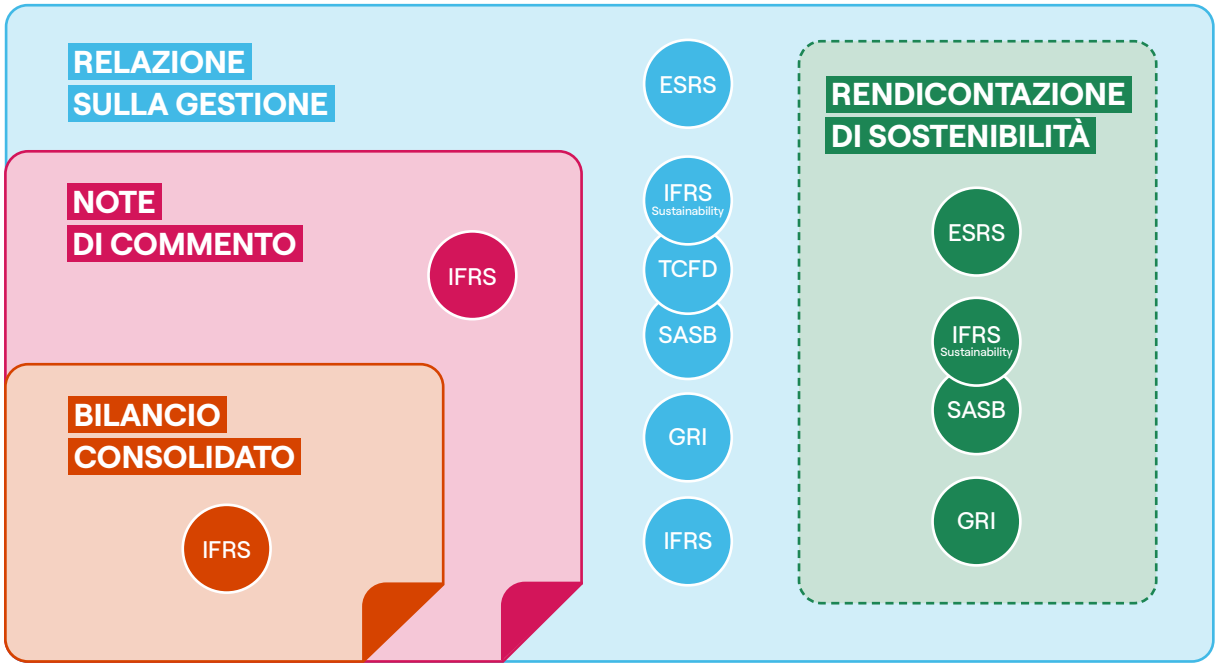
L'approccio di Enel alla Relazione sulla gestione

La Relazione sulla gestione del Gruppo Enel si propone di rappresentare la capacità del modello di business di creare valore nel breve, medio e lungo termine per gli stakeholder, garantendo la connettività con le informazioni presentate nel Bilancio consolidato e nelle Note di commento e, a partire dal 2024, accoglie una sezione dedicata alla Rendicontazione di Sostenibilità, volta a rappresentare le informazioni qualitative e quantitative sulle questioni ambientali, sociali e di governance richieste dalla CSRD e dagli ESRS.

In tale contesto, il Gruppo Enel ha definito la struttura della Relazione sulla gestione tenendo in considerazione sia le esigenze informative e le aspettative degli user della Relazione sulla gestione, sia quanto previsto dalle sopracitate norme sulla Rendicontazione di Sostenibilità, presentando le informazioni in modo connesso, logico e strutturato.

L'organizzazione delle informazioni all'interno della Relazione sulla gestione è ispirata, in generale, all'approccio "building block" promosso dall'International Sustainability Standards Board (ISSB), in base al quale il Gruppo include:

- una parte generale, a servizio delle esigenze informative principalmente di investitori e finanziatori (ovvero primary user), che presenta anche una serie di disclosure richieste dagli ESRS cross-cutting relative al processo di creazione del valore, al modello di business, alla corporate governance, alla strategia, al risk management e alle performance del Gruppo in generale, ivi incluse le informazioni sui settori operativi richieste dall'IFRS 8; e
- una sezione dedicata in maniera specifica alla Rendicontazione di Sostenibilità, conforme a quanto richiesto dalla CSRD e dagli ESRS, che è di interesse di una platea più ampia di stakeholder (per esempio, partner commerciali, sindacati e parti sociali, società civile e organizzazioni non governative, Governi, analisti e accademici) e include mediante riferimento le informazioni conformi agli ESRS, presentate nelle altre sezioni della Relazione sulla gestione.



Block 1: Investor focused

Block 2: Multi-stakeholder focused

Tale approccio, in linea con il modello di business e con gli obiettivi strategici del Gruppo, garantisce sia la conformità alla normativa europea, sia comparabilità a livello internazionale.
In particolare, le informazioni presentate all'interno della Relazione sulla gestione, inclusa la Rendicontazione di Sostenibilità, sono selezionate in base alla relativa materialità determinata sulla base di specifici framework, metodologie e processi.

La Relazione sulla gestione è quindi suddivisa in quattro pilastri tematici chiave, ispirati allo Standard IFRS S1 emesso dall'ISSB che, a sua volta, riflette le raccomandazioni della Task force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD), e così individuati, in continuità con gli esercizi precedenti:

- Governance;
- Strategia del Gruppo e gestione del rischio;
- Le performance del Gruppo;
- Prospettive future.

Oltre a tali sezioni, riviste nei contenuti al fine di rendere le stesse conformi agli ESRS, nel 2024 sono state introdotte le seguenti due nuove sezioni:

- un focus specifico dedicato ai "Cambiamenti climatici", che, in considerazione della rilevanza del tema ai fini strategici e anche nell'obiettivo di garantire una migliore connettività con il Bilancio consolidato, presenta le informazioni richieste dall'ESRS E1 oltre che altre disclosure ritenute rilevanti per i primary user;
- una sezione *ad hoc* che accoglie la "Rendicontazione di Sostenibilità", redatta in conformità alla CSRD, in cui è stata riportata la maggior parte delle informazioni ambientali, sociali e di governance richieste dagli ESRS e sono state inoltre "incluse mediante riferimento" le informazioni relative alla strategia, al risk management e alla corporate governance, presentate nelle altre sezioni della Relazione sulla gestione, oltre a quelle sopracitate relative al cambiamento climatico. Per i dettagli delle basi di presentazione della Rendicontazione di Sostenibilità, nonché per la descrizione del processo di analisi della doppia materialità (c.d. "double materiality"), si rinvia alle specifiche sezioni della Rendicontazione di Sostenibilità.

Oltre che sulla base del concetto di rilevanza, le informazioni qualitative e quantitative sia finanziarie sia di sostenibilità riportate nella Relazione sulla gestione sono state predisposte e presentate in maniera tale da garantire la completezza, l'accuratezza, la neutralità e la comprensibilità delle stesse e sono, inoltre, coerenti con l'esercizio precedente a meno delle informazioni richieste dal primo anno di applicazione della CSRD che sono state predisposte in applicazione degli ESRS in vigore dal 2024.

Il Gruppo, in generale, applica le stesse metodologie di anno in anno, se non diversamente specificato, in conformità:

- agli ESRS per quanto riguarda la Rendicontazione di Sostenibilità; e
- alle best practice internazionali, agli ISSB/SASB Standards e al GRI per quanto riguarda alcune informazioni di sostenibilità incluse nella parte generale della Relazione sulla gestione e per i temi entity-specific inclusi nella Rendicontazione di Sostenibilità.

Allo scopo di garantire la connettività delle informazioni e di comunicare il modo in cui le questioni di sostenibilità contribuiscono ai risultati finanziari attuali e futuri, sono state individuate e presentate all'interno della Relazione sulla gestione relazioni chiare e coerenti tra le informazioni chiave finanziarie e di sostenibilità.

Le informazioni richieste dalla CSRD e conformi agli ESRS, collocate all'interno della parte generale della Relazione sulla gestione, sono chiaramente identificate tramite specifici bordi laterali, che ne evidenziano l'allineamento ai pertinenti requisiti di rendicontazione.

Si specifica inoltre che la Relazione finanziaria annuale consolidata di Enel è stata pubblicata nella sezione "Investitori" del sito internet di Enel (www.enel.com).





RELAZIONE SULLA GESTIONE

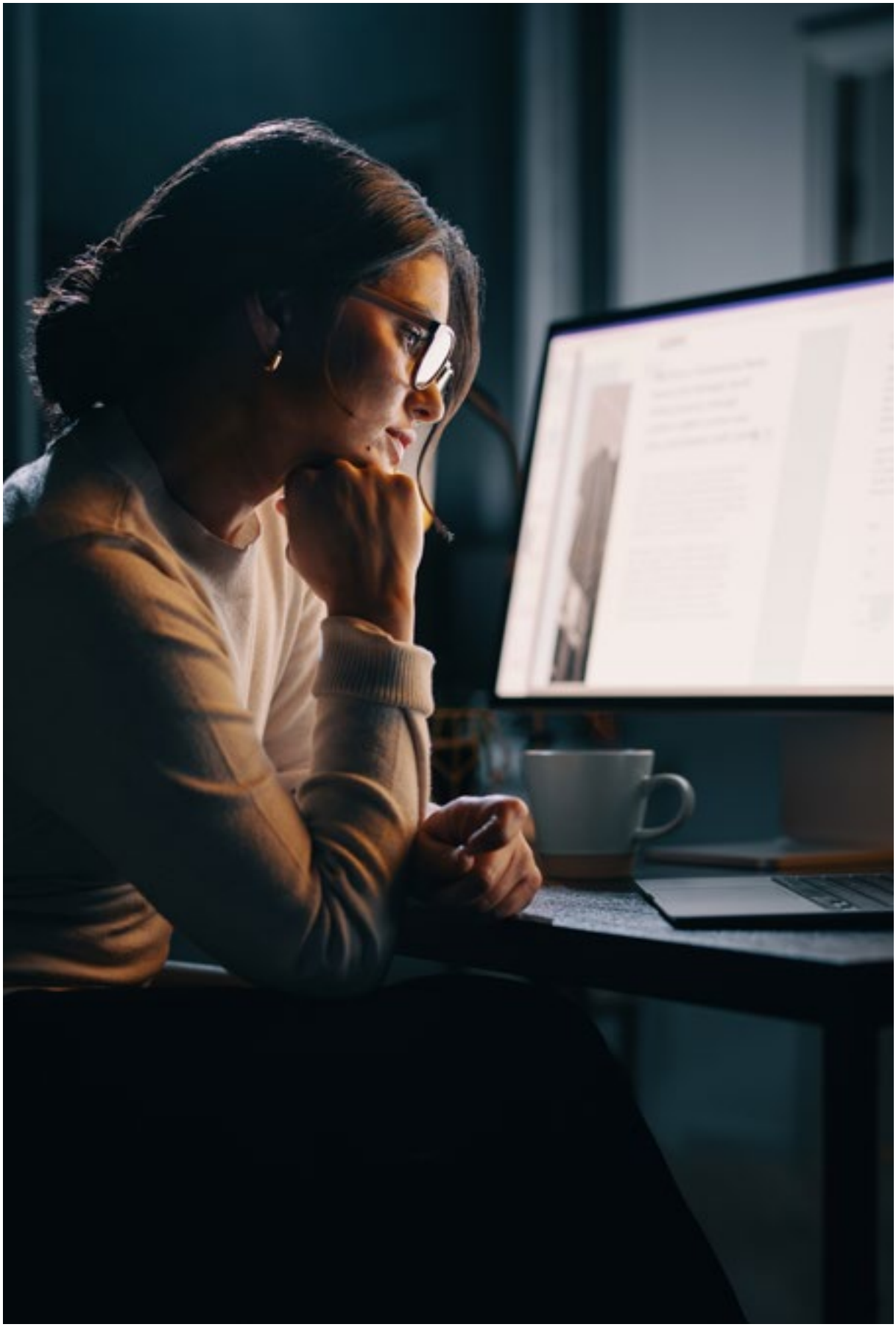
1. GRUPPO ENEL

La vision di Enel

Il Gruppo guida la transizione energetica facilitando l'accesso a soluzioni più pulite ed efficienti.
Enel rimane accanto alle persone aiutandole a gestire consapevolmente il consumo energetico, contribuendo attivamente a uno stile di vita più responsabile dimostrando rispetto e impegno verso le generazioni future, proteggendo l'ambiente e costruendo un futuro sostenibile e migliore per tutti, con una visione di lungo termine.

Modello di business e processo di creazione del valore

Il Gruppo opera in maniera integrata nel settore della produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica e gas, attribuendo a ciascuna Linea di Business una missione specifica.
Grazie a un modello di business sostenibile e a una strategia che integra gli obiettivi di sostenibilità finanziaria con le dimensioni ambientali e sociali, il Gruppo persegue la creazione di valore per tutti gli stakeholder, contribuendo alla transizione energetica, all'elettrificazione dei consumi e alla lotta contro il cambiamento climatico.



Highlights

DATI ECONOMICI

RICAVI

-17,4%

78.947 milioni di euro
95.565 nel 2023

MARGINE OPERATIVO LORDO

+18,8%

24.066 milioni di euro
20.255 nel 2023

MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO

+3,8%

22.801 milioni di euro
21.969 nel 2023

RISULTATI

RISULTATO NETTO DEL GRUPPO

7.016 milioni di euro
3.438 nel 2023

RISULTATO NETTO DEL GRUPPO ORDINARIO

+9,6%

7.135 milioni di euro
6.508 nel 2023

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

-7,3%

55.767 milioni di euro
60.163 nel 2023

INVESTIMENTI

CASH FLOW DA ATTIVITÀ OPERATIVA

-9,6%

13.223 milioni di euro
14.620 nel 2023

INVESTIMENTI[1]

-14,9%

10.821 milioni di euro
12.714 nel 2023

DIPENDENTI

N. DIPENDENTI

-1,1%

60.359
61.055 nel 2023

N. INFORTUNI "LIFE CHANGING (LCA)"[2][3]

2
1 nel 2023

(1) Il dato non include 189 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (849 milioni di euro nel 2023).
(2) Il dato del 2023 tiene conto di una più puntuale determinazione.
(3) Si considerano gli infortuni che hanno provocato conseguenze sulla salute tali da cambiare per sempre la vita di una persona.

Highlights delle Linee di Business

ENEL GREEN POWER

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI[4]

+5,0%

133,3[4] TWh
126,98 nel 2023

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA DA FONTI RINNOVABILI

+2,0%

56,6 GW
55,5 nel 2023

POTENZA EFFICIENTE INSTALLATA AGGIUNTIVA RINNOVABILE

-34,5%

2,64 GW
4,03 nel 2023

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA DA FONTI RINNOVABILI (IN PERCENTUALE)

69,90%
68,2% nel 2023

THERMAL GENERATION

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI TRADIZIONALI

-27,2%

58,5 TWh
80,35 nel 2023

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA DA FONTI TRADIZIONALI

-6,2%

24,3 GW
25,9 nel 2023

INTENSITÀ EMISSIONI GES SCOPE 1 RELATIVE ALLA PRODUZIONE DI ENERGIA – SBTi

-36,9%

101 gCO_{2eq}/kWh
160 nel 2023

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA DA FONTI TRADIZIONALI (IN PERCENTUALE)

30,10%
31,8% nel 2023

(4) Nel caso si includesse anche la produzione netta gestita attraverso joint venture, la produzione da fonte rinnovabile sarebbe uguale, al 31 dicembre 2024, a 148,3 TWh (140,3 TWh al 31 dicembre 2023).

ENEL GRIDS AND INNOVABILITY

UTENTI FINALI
-2,5%
68.523.156 n.
70.291.727 nel 2023

RETE DI DISTRIBUZIONE E TRASMISSIONE DI ENERGIA ELETTRICA
-1,5%
1.870.283 km
1.899.419 nel 2023

ENERGIA TRASPORTATA SULLA RETE DI DISTRIBUZIONE DI ENEL[5]
-1,7%
481,2 TWh
489,4 nel 2023

UTENTI FINALI CON SMART METER ATTIVI[6]
45.181.536 n.
45.172.959 nel 2023

ENEL X GLOBAL RETAIL

ENERGIA VENDUTA DA ENEL
-9,1%
273,5 TWh
300,9 nel 2023

CLIENTI RETAIL[5][7]
-9,2%
55.485.799 n.
61.125.743 nel 2023

di cui mercato libero[5]
-2,3%
23.665.515 n.
24.234.813 nel 2023

STORAGE
+65,2%
2.858 MW
1.730 nel 2023

DEMAND RESPONSE
-3,5%
9.250 MW
9.588 nel 2023

PUNTI DI RICARICA PUBBLICI[8]
+13,2%
27.494 n.
24.281 nel 2023

(5) Il dato del 2023 tiene conto di una più puntuale determinazione.
(6) Di cui smart meter di seconda generazione 30,5 milioni nel 2024 e 28,7 milioni nel 2023.
(7) Il totale dei clienti retail include anche i clienti Fibra.
(8) Si precisa che i dati esposti, nel caso includessero anche i punti di ricarica delle società gestite in joint venture, sarebbero pari a 28.809 al 31 dicembre 2024 e 25.337 al 31 dicembre 2023.



Il modello di business

ESRS SBM-1 – Strategia, modello aziendale e catena del valore

Il Gruppo Enel, attraverso le sue unità organizzative, opera in maniera integrata nel settore della produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica e gas. Allo scopo di cogliere tutte le opportunità volte a supportare la transizione energetica e digitale, possibilmente anche accelerandone la realizzazione, e per gestire efficacemente tutti i rischi di un settore energetico in rapido mutamento il Gruppo ha attribuito a ciascuna Linea di Business una sua missione specifica, riportata nel capitolo "Modello organizzativo di Enel".

Grazie a un modello di business sostenibile e a una strategia che integra gli obiettivi di sostenibilità finanziaria con le dimensioni ambientale e sociale, il Gruppo persegue la creazione di valore per tutti gli stakeholder, contribuendo alla transizione energetica, all'elettrificazione dei consumi e alla lotta contro il cambiamento climatico, nel rispetto e salvaguardia del tessuto socio-economico dei Paesi in cui opera.

Si riporta nel seguito una rappresentazione della catena del valore integrata del Gruppo, con l'indicazione delle principali attività operative e delle relazioni a monte e a valle con i suoi stakeholder. Sono inoltre riportati i principali input su cui il Gruppo fa leva per lo sviluppo del proprio business e i principali prodotti e risultati in termini di benefíci di breve e di medio-lungo termine previsti per i propri stakeholder. Per quanto riguarda i rapporti a monte e a valle, il Gruppo ha mappato i principali attori della catena del valore, attraverso un processo che ha consentito di individuare quelli più critici in termini di potenziali impatti, rischi e opportunità Environmental, Social e Governance (ESG) a essi associati. In particolare, per quanto riguarda gli attori a monte della catena del valore, sono stati identificati i principali fornitori per Linea di Business e attività, con particolare attenzione a quelli individuati come critici in ambito ESG rispetto alle diverse categorie merceologiche. Rispetto alle attività a valle della catena del valore è stata effettuata una mappatura dettagliata delle diverse tipologie dei clienti, segmentandoli in base alla Linea di Business alla quale partecipano e alle loro caratteristiche, classificandoli in residenziali, commerciali, industriali, enti pubblici nonché utenti della distribuzione.

Modello di creazione del valore

INPUT E DIPENDENZE

CAPITALE FINANZIARIO

55.767 mln € indebitamento finanziario netto
68% fonti di finanziamento sostenibili
49.171 mln € patrimonio netto totale

RISORSE NATURALI

170,52 TWh totale consumi energia
30.881mila m³ consumi idrici totali
14.186,8 ettari occupati da asset di distribuzione in aree protette

CAPITALE UMANO

60.359 dipendenti
131.851 n. di FTE organico ditte appaltatrici e organico ditte appaltatrici e subappaltatrici

RELAZIONI CON PARTNER E STAKEHOLDER

Capitale finanziario: il Gruppo si avvale dei flussi di cassa generati dalle attività di business. Addizionalmente ricorre a istituzioni finanziarie e all'emissione di strumenti finanziari per supportare la strategia di sviluppo sostenibile.

Risorse naturali: le attività di business fanno leva sull'acquisizione di combustibili fossili per la produzione di energia (carbone, gas e olio combustibile), materiali e componenti per la costruzione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (alluminio, rame, litio e materie critiche ecc.), materiali e componenti per lo sviluppo delle reti di distribuzione.

Capitale umano: il Gruppo si avvale della forza lavoro propria (oltre 60.000 dipendenti) e di quella delle imprese appaltatrici che lavorano a supporto delle attività di investimento e di esercizio.

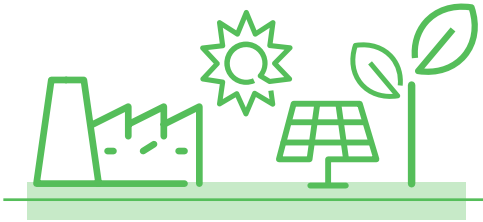
Relazioni con partner e stakeholder: il Gruppo mantiene un dialogo costante con le istituzioni dei vari Paesi in cui opera, nonché con i fornitori, i partner e le comunità locali a supporto delle attività operative.

UPSTREAM

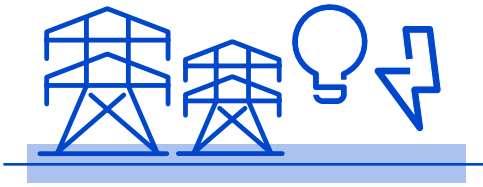
Acquisizione di forniture, lavori e servizi

IL BUSINESS DI ENEL

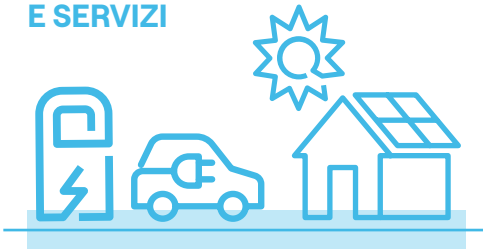
GENERAZIONE ELETTRICA



DISTRIBUZIONE



PRODOTTI E SERVIZI



DOWNSTREAM

Relazione con i clienti retail

Acquisizione di commodity energetiche

81,0 GW
POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA TOTALE

69,9%
POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA RINNOVABILE

68,5 MLN
UTENTI FINALI

1.870.283 KM
RETE DI DISTRIBUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

27,5MILA
PUNTI DI RICARICA PUBBLICI

55.485.799
CLIENTI RETAIL

Relazioni con gli utenti finali

OUTPUT E BENEFICI

Investitori: Enel mantiene un dialogo costante e trasparente nel rispetto delle migliori pratiche per accrescere il livello di comprensione delle attività e performance del Gruppo e garantire il ritorno per i propri azionisti.

Clienti: il Gruppo si impegna a offrire soluzioni e servizi sostenibili, convenienti e flessibili, con particolare attenzione alle fasce vulnerabili.

Persone Enel: il Gruppo promuove una cultura dell'inclusione e valorizzazione delle diversità, dell'innovazione e dell'imprenditorialità a supporto di un contesto di riferimento in continuo cambiamento.

Comunità: Enel definisce piani di azioni e progetti a sostegno delle comunità locali nei Paesi in cui opera, volti a promuovere l'accesso all'energia e a combattere la povertà energetica, oltre che a supportare lo sviluppo socio-economico attraverso la contribuzione fiscale.

Fornitori: il Gruppo si impegna a tutelare e far tutelare i diritti dei lavoratori nella catena di fornitura, supportando i propri fornitori nel percorso di decarbonizzazione e di crescita in risposta alle sfide della transizione energetica.

INVESTITORI
83,8% CAPEX allineati alla tassonomia
5.372 mln € dividendi e coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride
0,47 (€/sh) DPS fisso

CLIENTI
205,2 min medi SAIDI
167 reclami commerciali /10.000 clienti

PERSONE ENEL
33,3% donne manager e middle manager
0,58 indice di frequenza degli infortuni sul lavoro (Lost Time Injury Frequency Rate)

COMUNITÀ
960mila beneficiari associati a progetti per accesso all'energia e povertà energetica

FORNITORI
7.489 fornitori con contratto attivo
6.952 fornitori qualificati con contratto attivo

Localizzazione geografica di Enel

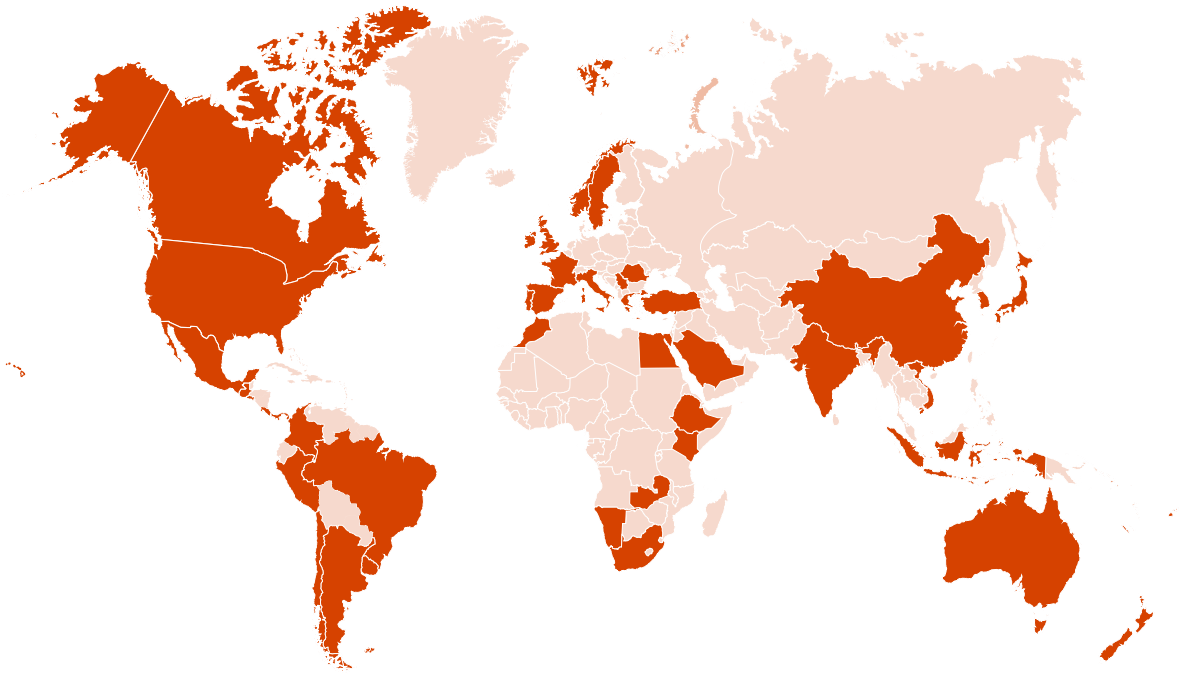
Il Gruppo Enel è presente in 41 Paesi nei diversi continenti con più di 1.000 società controllate.
Di seguito la distribuzione geografica.

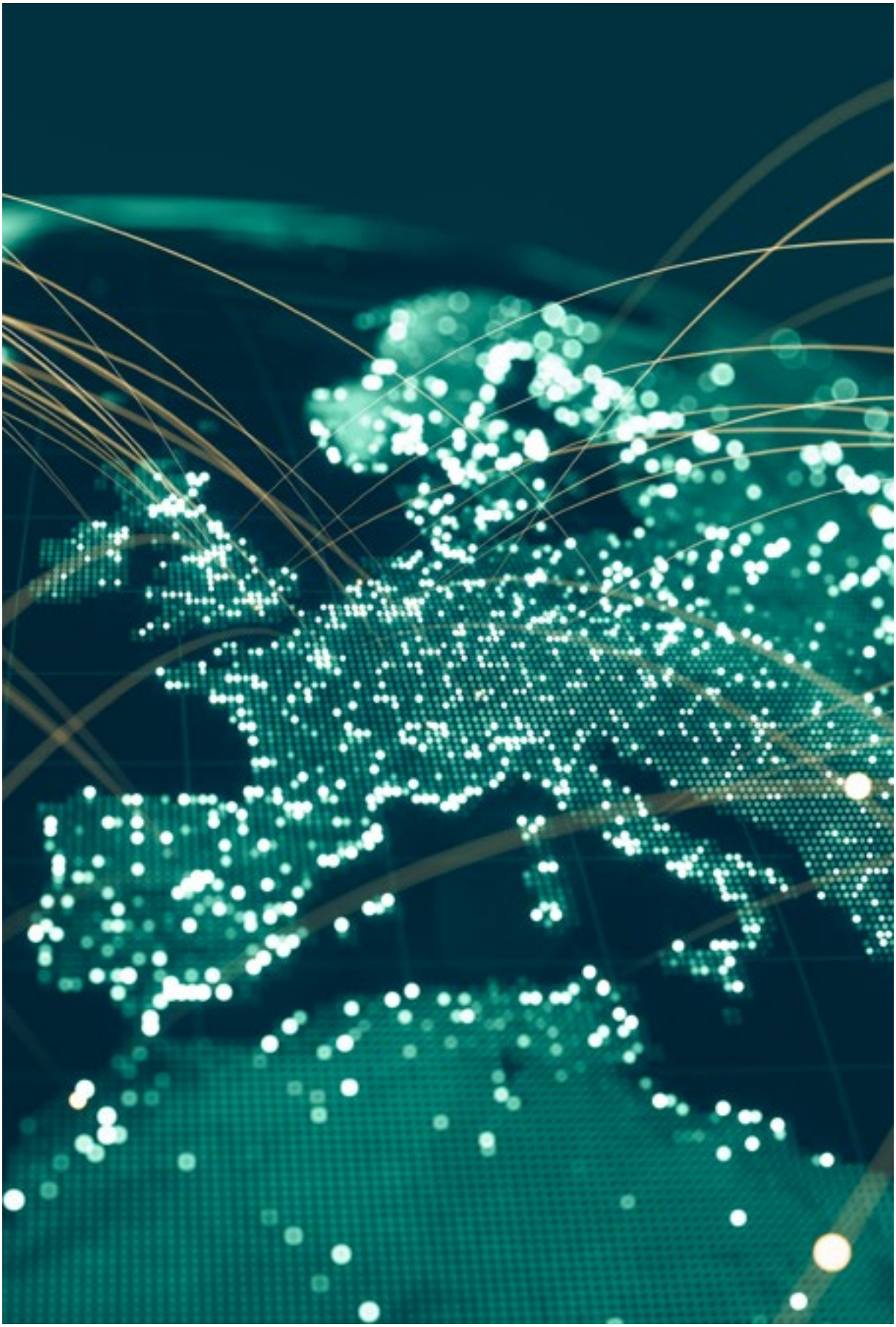
PRESENZA

41 Paesi

Più di
1.000
Società controllate

n. **60.359**
Totale dipendenti Enel





Localizzazione geografica di Enel


AVX
Enabled
ST Mode
Enabled
xT Mode
Disabled
Sector 53
Advanced Monitoring
Activity:
Up time 27:14:27:49
Signal
Logs
Frequency:



RELAZIONE SULLA GESTIONE

2.
GOVERNANCE

Sistema di corporate governance orientato all'obiettivo del successo sostenibile.

Modello di governance allineato alle best practice internazionali in materia.

Trasparenza e correttezza quali valori fondanti.

Gli azionisti di Enel

Al 31 dicembre 2024 il capitale sociale di Enel SpA, interamente sottoscritto e versato, risulta pari ad 10.166.679.946 euro, rappresentato da altrettante azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna ed è invariato rispetto a quello registrato al 31 dicembre 2023.
In attuazione dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti del 23 maggio 2024 e della successiva delibera del Consiglio di Amministrazione adottata in data 25 luglio 2024, Enel ha completato un programma di acquisto di azioni proprie a servizio del Piano di incentivazione di lungo termine ("Piano LTI") per il 2024 destinato al management di Enel e/o di società da essa controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile. In particolare, per effetto delle operazioni effettuate dal 16 settembre 2024 all'8 novembre 2024 in esecuzione del suddetto programma, la Società ha complessivamente acquistato n. 2.900.000 azioni proprie. Pertanto, considerando le n. 10.085.106 azioni proprie già in portafoglio alla data dell'indicata Assemblea del 23 maggio 2024 e tenuto conto della erogazione intervenuta in data 5 settembre 2024 di complessive n. 905.436 azioni ordinarie Enel ai destinatari del Piano LTI 2020 e del Piano LTI 2021, al 31 dicembre 2024 la Società detiene complessivamente n. 12.079.670 azioni proprie.

Azionisti rilevanti

Al 31 dicembre 2024, in base alle risultanze del libro dei Soci e tenuto conto delle comunicazioni inviate alla CONSOB e pervenute alla Società ai sensi dell'art. 120 del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58, nonché delle altre informazioni a disposizione, gli azionisti in possesso di una partecipazione superiore al 3% del capitale della Società risultavano il Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 23,585% del capitale sociale) e BlackRock Inc. (con il 5,023% del capitale sociale, posseduto a titolo di gestione del risparmio).



Composizione dell'azionariato

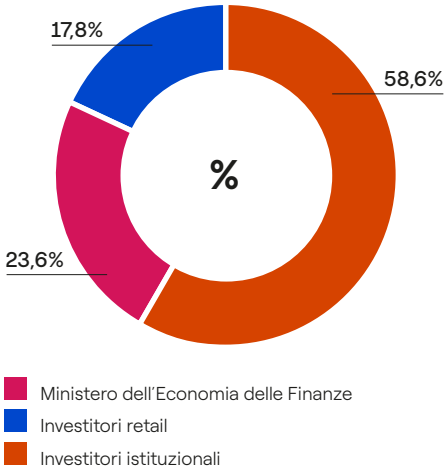
Enel è una società quotata dal 1999 sul mercato Euronext Milan organizzato e gestito da Borsa Italiana SpA, nella cui compagine sociale figurano i principali fondi d'investimento internazionali, compagnie di assicurazione, fondi pensione e fondi etici.

Al 31 dicembre 2024, gli investitori istituzionali rappresentano circa il 58,6% del capitale sociale, mentre la quota degli investitori retail rappresenta circa il 17,8% (in linea con quanto rilevato al 31 dicembre 2023); inoltre, non è variata la partecipazione del Ministero dell'Economia e delle Finanze, pari al 23,6% del capitale sociale.

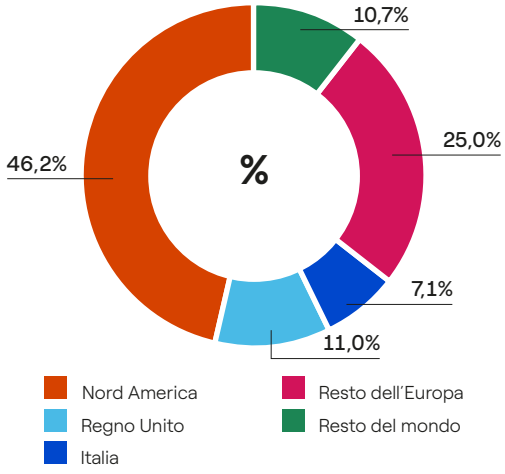
I fondi di investimento socialmente responsabili hanno registrato un significativo incremento, in quanto al 31 dicembre 2024 questi ultimi rappresentano circa il 23,0% del capitale sociale (rispetto a circa il 17,5% al 31 dicembre 2023) e circa il 39,2% degli investitori istituzionali (rispetto a circa il 29,8% al 31 dicembre 2023).

Gli investitori firmatari dei PRI (Principles for Responsible Investment) rappresentano circa il 43,2% del capitale sociale (rispetto a circa il 42,8% al 31 dicembre 2023).

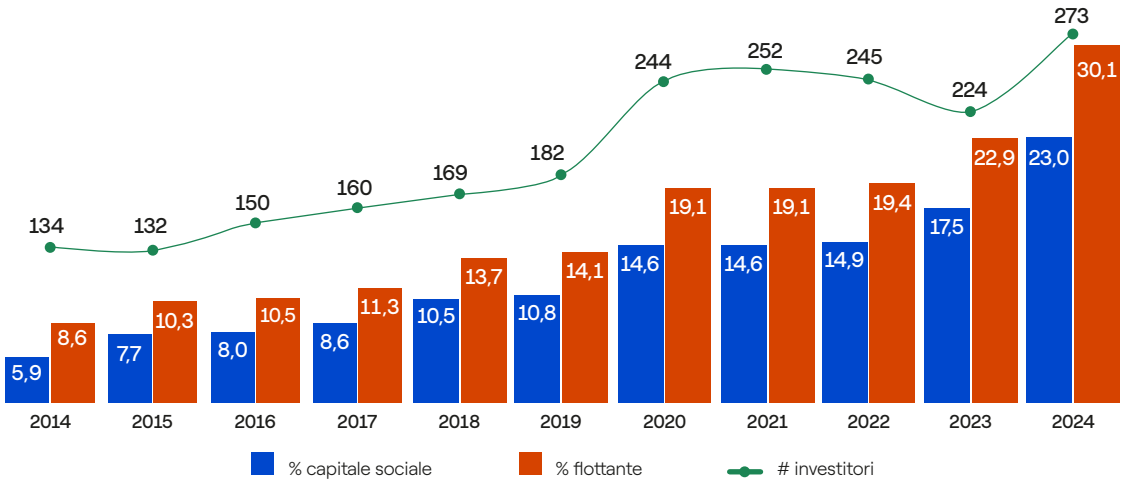
COMPOSIZIONE DELL'AZIONARIATO A DICEMBRE 2024



RIPARTIZIONE GEOGRAFICA DEGLI INVESTITORI ISTITUZIONALI



ANDAMENTO DEGLI INVESTITORI SOCIALMENTE RESPONSABILI (SRI)



Organi sociali

ESRS GOV-1 – Ruolo degli organi di amministrazione, direzione e controllo

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

PRESIDENTE
Paolo Scaroni[1]

AMMINISTRATORE DELEGATO E DIRETTORE GENERALE
Flavio Cattaneo[2]

CONSIGLIERI
Johanna Arbib[1]
Mario Corsi[1]
Olga Cuccurullo[3]
Dario Frigerio[1]
Fiammetta Salmoni[1]
Alessandra Stabilini[1]
Alessandro Zehentner[1]

SEGRETARIO DEL CONSIGLIO
Leonardo Bellodi

COLLEGIO SINDACALE

PRESIDENTE
Barbara Tadolini

SINDACI EFFETTIVI
Luigi Borré
Maura Campra

SINDACI SUPPLENTI
Carolyn A. Dittmeier
Tiziano Onesti
Piera Vitali

SOCIETÀ DI REVISIONE

KPMG SpA

(1) Membro non esecutivo e indipendente.
(2) Membro esecutivo.
(3) Membro non esecutivo e non indipendente.

2024

COMPOSIZIONE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

1 Membro esecutivo — 1 nel 2023

8 Membri non esecutivi — 8 nel 2023

di cui 7 indipendenti[1] — 7 nel 2023

77,7% — 77,7% nel 2023

GENERE

5 Uomini — 5 nel 2023

55,6% Uomini — 55,6 nel 2023



4 Donne — 4 nel 2023

44,4% Donne — 44,4 nel 2023

ETÀ

0% <30

0% 30-50



100% >50

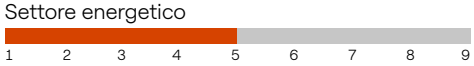
ANZIANITÀ DI CARICA (in esercizi)



100% 1-3 esercizi

COMPETENZE

Settore energetico



Visione strategica



Business judgement



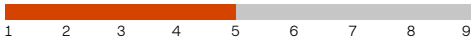
Contabilità, finanza e gestione dei rischi



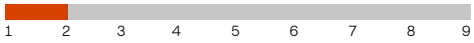
Environmental, Social and Corporate Governance



Legale e compliance



Comunicazione e marketing



Esperienza in ambito internazionale[2]



COMPOSIZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE

GENERE

1 Uomini — 1 nel 2023 (33,3%)

2 Donne — 2 nel 2023 (66,7%)

ETÀ

0% <30

0% 30-50



100% >50

(1) Il numero indicato per il 2024 e per il 2023 si riferisce agli Amministratori qualificati come indipendenti ai sensi del Testo Unico della Finanza e del Codice italiano di Corporate Governance (edizione 2020).

(2) In base alla Politica in materia di diversità adottata dal Consiglio di Amministrazione, l'"Esperienza in ambito internazionale" è valutata sulla base dell'attività manageriale, professionale, accademica o istituzionale svolta da ciascun Consigliere in contesti internazionali.

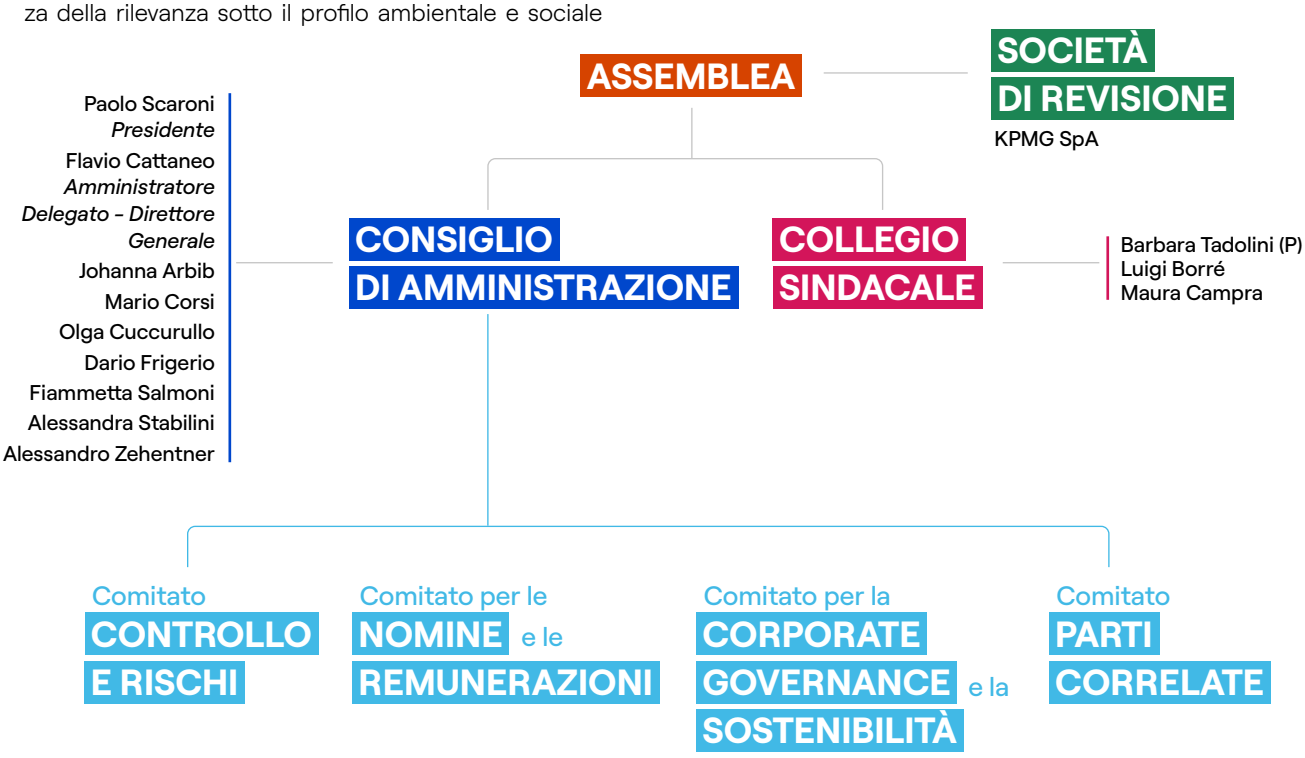
I componenti il Collegio Sindacale risultano essere in possesso dei requisiti di professionalità previsti per i sindaci di società con azioni quotate dall'art. 1 del decreto del Ministero della Giustizia 30 marzo 2000, n. 162, come integrati dall'art. 25.1 dello Statuto sociale di Enel.

Per ulteriori informazioni in merito ai profili professionali dei componenti il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari di Enel relativa all'esercizio 2024, pubblicata sul sito internet della Società (www.enel.com, sezione "Governance").

Sistema di corporate governance e assetto dei poteri di Enel

Il sistema di corporate governance di Enel SpA ("Enel" o la "Società") è conforme ai princípi contenuti nel Codice italiano di Corporate Governance (il "Codice di Corporate Governance"[1]) , cui la Società aderisce quale "società grande" a "proprietà non concentrata"[2], ed è inoltre ispirato alle best practice internazionali. Il sistema di governo societario adottato da Enel risulta orientato all'obiettivo del successo sostenibile, in quanto mira alla creazione di valore per gli azionisti in un orizzonte di lungo termine, nella consapevolezza della rilevanza sotto il profilo ambientale e sociale delle attività in cui il Gruppo Enel è impegnato e della conseguente necessità di considerare adeguatamente, nel relativo svolgimento, tutti gli interessi degli stakeholder rilevanti.

In conformità a quanto previsto dalla legislazione italiana in materia di società con azioni quotate, l'organizzazione della Società si caratterizza per la presenza dei seguenti organi.



1. Disponibile sul sito internet di Borsa Italiana https://www.borsaitaliana.it/comitato-corporate-governance/codice/2020.pdf).
2. Il Codice di Corporate Governance definisce "società grande" ogni società la cui capitalizzazione è stata superiore a 1 miliardo di euro l'ultimo giorno di mercato aperto di ciascuno dei tre anni solari precedenti, nonché "società a proprietà concentrata" ogni società in cui uno o più soci che partecipano a un patto parasociale di voto dispongono, direttamente o indirettamente (attraverso società controllate, fiduciari o interposta persona), della maggioranza dei voti esercitabili in assemblea ordinaria.

Assemblea degli azionisti

Ha il compito di deliberare, tra l'altro, in sede ordinaria o straordinaria, in merito:

- alla nomina e alla revoca dei componenti il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale e circa i relativi compensi ed eventuali azioni di responsabilità;
- all'approvazione del Bilancio e alla destinazione degli utili;
- all'acquisto e all'alienazione di azioni proprie;
- alla politica in materia di remunerazione e alla sua attuazione;
- ai piani di azionariato;
- alle modificazioni dello Statuto sociale;
- alle operazioni di fusione e scissione;
- all'emissione di obbligazioni convertibili.

Consiglio di Amministrazione

12

riunioni svolte dal CdA nel 2024, 10 delle quali hanno affrontato tematiche di sostenibilità; con riferimento a queste ultime, 3 riunioni hanno riguardato, in particolare, tematiche legate al clima riflesse nelle strategie e nelle relative modalità attuative

ESRS GOV-1 – Ruolo degli organi di amministrazione, direzione e controllo

- È investito per Statuto dei più ampi poteri per l'amministrazione ordinaria e straordinaria della Società e ha facoltà di compiere tutti gli atti che ritenga opportuni per l'attuazione e il raggiungimento dell'oggetto sociale.
- Riveste un ruolo centrale nell'ambito della governance aziendale, risultando titolare di poteri riguardanti gli indirizzi strategici, organizzativi e di controllo della Società e del Gruppo, di cui persegue il successo sostenibile. In tale contesto, esamina e approva la strategia aziendale, inclusi il budget annuale e il Piano Industriale, tenendo conto dell'analisi dei temi rilevanti per la generazione di valore di lungo termine e promuovendo pertanto un modello di business sostenibile.
- Svolge un ruolo di indirizzo e di valutazione dell'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi (c.d. "SCIGR"). Al riguardo, in particolare, definisce la natura e il livello di rischio compatibile con gli obiettivi strategici della Società e del Gruppo, includendo nelle proprie valutazioni tutti gli elementi che possono assumere rilievo nell'ottica del successo sostenibile della Società. Il SCIGR è costituito dall'insieme delle regole, procedure e strutture organizzative finalizzate a una effettiva ed efficace identificazione, misurazione, gestione e monitoraggio dei principali rischi aziendali, ivi inclusi i rischi legati al cambiamento climatico e, più in generale, i rischi che le attività del Gruppo possano determinare in campo ambientale, sociale, del personale, del rispetto dei diritti umani.
- Definisce la politica in materia di remunerazione degli Amministratori, dei Sindaci e dei dirigenti con responsabilità strategiche, in funzione del perseguimento del successo sostenibile della Società e tenendo conto della necessità di disporre, trattenere e motivare persone dotate della competenza e della professionalità richieste dal ruolo ricoperto, sottoponendo tale politica all'approvazione dell'Assemblea dei soci.
- Previo parere del Comitato Controllo e Rischi, nomina i componenti dell'Organismo di Vigilanza di Enel, ai sensi del Modello organizzativo e gestionale predisposto ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001.

ESRS G1 GOV-1 – Ruolo degli organi di amministrazione, direzione e controllo

- Su proposta del Comitato per la Corporate Governance e Sostenibilità e del Comitato Controllo e Rischi, approva e aggiorna il Modello organizzativo e gestionale predisposto ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001, il Codice Etico, il Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione" e la Politica sui Diritti Umani.

ESRS GOV-2 – Informazioni fornite agli organi di amministrazione, direzione e controllo dell'impresa e questioni di sostenibilità da questi affrontate

- Periodicamente, e comunque in occasione dell'approvazione della Relazione finanziaria annuale (che a partire dall'esercizio 2024 contiene altresì la Rendicontazione consolidata di sostenibilità), riceve un aggiornamento sulle performance operative, finanziarie e di sostenibilità (incluse quelle afferenti al clima) del Gruppo, anche attinenti ai relativi impatti, rischi e opportunità di rilevanza per quest'ultimo.
- Riceve periodicamente, anche per il tramite del Comitato Controllo e Rischi, un aggiornamento sulle segnalazioni di violazione del Codice Etico, compresi eventuali casi di illeciti, e sulla relativa gestione.
- Riceve periodicamente un aggiornamento, tramite il Comitato Controllo e Rischi, sull'andamento dei principali rischi connessi agli obiettivi strategici del Piano Industriale, anche con riferimento ai temi della sostenibilità e del clima.
- Tra le attività svolte nel corso del 2024, ha affrontato tematiche legate alla sostenibilità in occasione: (i) dell'esame e dell'approvazione del Piano Industriale della Società e del Gruppo; (ii) della definizione della politica in materia di remunerazione di Enel per il 2024; (iii) dell'esame dei contenuti del Bilancio di Sostenibilità per l'esercizio 2023, coincidente con la Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario di cui al decreto legislativo n. 254/2016 per il medesimo esercizio; (iv) dell'approvazione di operazioni di finanza sostenibile; (v) del monitoraggio del Modello di organizzazione e gestione ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001 e dell'aggiornamento della Parte Generale e di alcune Parti Speciali del suddetto Modello; (vi) di eventi climatici estremi; (vii) di fattispecie di lotta alla corruzione. Ha altresì affrontato tematiche concernenti la cyber security, la safety, la soddisfazione dei clienti e la trasparenza fiscale.
- In occasione dell'approvazione del Piano Industriale, ha confermato il percorso verso il "Net Zero", che prevede (i) l'uscita dalla generazione a carbone entro il 2027, (ii) emissioni zero (GES) per i business di generazione e retail entro il 2040 e (iii) un piano di Just Transition che tiene conto dell'evoluzione del contesto socio-economico.
- In relazione alla valorizzazione della diversità di genere, ha in particolare condiviso l'inserimento nel Piano Long Term Incentive 2024 di un obiettivo di performance rappresentato dalla percentuale di donne manager e middle manager rispetto al totale della popolazione di manager e middle manager a fine 2026.
- Si segnala, infine, che il Consiglio di Amministrazione è stato inoltre tempestivamente informato sugli sviluppi e sui contenuti significativi delle varie forme di dialogo intervenuto con gli investitori.

In conformità a quanto disposto dal codice civile, il Consiglio di Amministrazione ha delegato parte delle proprie competenze gestionali all'Amministratore Delegato e, in base a quanto raccomandato dal Codice di Corporate Governance e previsto dalla normativa CONSOB di riferimento, ha nominato al proprio interno i seguenti Comitati con funzioni propositive e consultive.

Comitato per la Corporate Governance e la Sostenibilità

7

riunioni svolte dal Comitato nel 2024, 4 delle quali hanno affrontato tematiche di sostenibilità; con riferimento a queste ultime, 3 riunioni hanno riguardato, in particolare, tematiche legate al clima riflesse nelle strategie e nelle relative modalità attuative

ESRS GOV-1 – Ruolo degli organi di amministrazione, direzione e controllo

ESRS G1 GOV-1 – Ruolo degli organi di amministrazione, direzione e controllo

- È costituito in maggioranza da Amministratori indipendenti.
- Nel corso del 2024 è risultato composto dai seguenti Amministratori, tutti in possesso dei requisiti di indipendenza: Paolo Scaroni (con funzioni di Presidente), Johanna Arbib e Alessandra Stabilini.
- Ha il compito di assistere il Consiglio di Amministrazione nelle valutazioni e decisioni relative alla corporate governance della Società e del Gruppo e alla sostenibilità, incluse le tematiche in materia di cambiamento climatico. In tale ambito, esamina tra l'altro le principali regole e procedure aziendali che risultano avere rilevanza nei confronti degli stakeholder – tra cui si segnalano, in particolare, il Modello organizzativo e gestionale predisposto ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001, il Codice Etico, il Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione" e la Politica sui Diritti Umani – e sottopone tali documenti all'approvazione del Consiglio di Amministrazione, valutando loro eventuali successive modifiche o integrazioni.
- Vigila sui temi di sostenibilità connessi all'esercizio dell'attività dell'impresa e alle dinamiche di interazione di quest'ultima con tutti gli stakeholder.
- Esamina le linee guida del Piano di Sostenibilità, ivi inclusi gli obiettivi climatici definiti in tale piano, nonché i risultati del processo di doppia materialità che individua gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti per il Gruppo, e valuta periodicamente il conseguimento degli obiettivi definiti dal piano stesso.
- Esamina le modalità di attuazione della politica di sostenibilità, ivi incluse quelle afferenti al clima.
- Monitora l'inclusione della Società nei principali indici di sostenibilità, nonché la sua partecipazione ai più significativi eventi internazionali in materia.
- Esamina annualmente l'impostazione generale e l'articolazione dei contenuti della Rendicontazione di Sostenibilità di cui al decreto legislativo n. 125/2024, nonché la conformità dell'informativa da essa fornita alle norme di riferimento e agli standard di rendicontazione di sostenibilità adottati, rilasciando in proposito un preventivo parere al Consiglio di Amministrazione.
  Al riguardo, detta rendicontazione illustra, tra l'altro, il processo e gli esiti della analisi di doppia materialità, con particolare riferimento agli impatti, ai rischi e alle opportunità in materia di sostenibilità (ivi incluso il clima) rilevanti per il Gruppo Enel. Tale competenza è stata attribuita al Comitato per la Corporate Governance e la Sostenibilità a seguito delle modifiche al relativo Regolamento organizzativo approvate dal Consiglio di Amministrazione nel mese di dicembre 2024 al fine recepire la normativa in materia di rendicontazione societaria di sostenibilità, introdotta dal decreto legislativo n. 125/2024. In precedenza, sino all'approvazione di dette modifiche, il Comitato è stato chiamato a esaminare l'impostazione generale e l'articolazione dei contenuti della Dichiarazione di carattere non finanziario di cui al decreto legislativo n. 254/2016 e del Bilancio di Sostenibilità – eventualmente compendiati in un unico documento – nonché la completezza e la trasparenza dell'informativa da essi fornita e la relativa coerenza con i princípi previsti dallo standard di rendicontazione utilizzato, rilasciando in proposito un preventivo parere al Consiglio di Amministrazione chiamato ad approvare tali documenti.

ESRS GOV-2 – Informazioni fornite agli organi di amministrazione, direzione e controllo dell'impresa e questioni di sostenibilità da questi affrontate

- Tra le attività svolte nel corso del 2024, ha affrontato tematiche legate alla sostenibilità (ivi incluse alcune tematiche concernenti il clima) in occasione, tra l'altro, dell'esame: (i) del Bilancio di Sostenibilità per l'esercizio 2023, coincidente con la Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario di cui al decreto legislativo n. 254/2016 per il medesimo esercizio; (ii) del quadro normativo comunitario e nazionale in materia di sostenibilità, con particolare riferimento alla direttiva n. 2022/2464/EU (c.d. "Corporate Sustainability Reporting Directive – CSRD") e al decreto legislativo n. 125/2024 che ha recepito tale ultima direttiva, nonché alla direttiva n. 2024/1760 (c.d. "Corporate Sustainability Due Diligence Directive – CSDDD"); (iii) del processo e degli esiti della doppia materialità, anche ai fini della predisposizione della Rendicontazione consolidata di Sostenibilità, nell'ambito del quale sono stati sottoposti al Comitato gli impatti, rischi e opportunità (IRO) rilevanti per il Gruppo Enel; (iv) del Piano di Sostenibilità 2025-2027; (v) della due diligence dei diritti umani nell'ambito del Gruppo Enel; (vi) della disclosure volontaria in materia di sostenibilità; (vii) delle principali attività svolte nel 2024 dal Gruppo Enel in materia di sostenibilità.

Comitato Controllo e Rischi

15

riunioni svolte dal Comitato nel 2024, 11 delle quali hanno affrontato tematiche di sostenibilità; con riferimento a queste ultime, 8 riunioni hanno riguardato, in particolare, tematiche legate al clima riflesse nelle strategie e nelle relative modalità attuative

ESRS GOV-1 – Ruolo degli organi di amministrazione, direzione e controllo

- È costituito da Amministratori non esecutivi, la maggioranza dei quali (tra cui il Presidente) indipendenti.
- Nel corso del 2024 è risultato composto dai seguenti Amministratori, la maggioranza dei quali (tra cui il Presidente) risulta in possesso dei requisiti di indipendenza: Dario Frigerio (con funzioni di Presidente), Mario Corsi, Olga Cuccurullo e Alessandro Zehentner.
- Ha il compito di supportare le valutazioni e le decisioni del Consiglio di Amministrazione relative al SCIGR, nonché quelle relative all'approvazione delle relazioni periodiche di carattere finanziario e non finanziario. In particolare, rilascia il proprio parere preventivo al Consiglio di Amministrazione, tra l'altro: (i) sulle linee di indirizzo del SCIGR, in modo che i principali rischi concernenti Enel e le società da essa controllate – ivi inclusi i vari rischi che possono assumere rilievo nell'ottica della sostenibilità (inclusi quelli connessi al cambiamento climatico), nonché i rischi concernenti la sicurezza informatica ("cyber security") e quelli inerenti all'intelligenza artificiale – risultino correttamente identificati, nonché adeguatamente misurati, gestiti e monitorati; (ii) sul grado di compatibilità dei rischi di cui al precedente punto (i) con una gestione dell'impresa coerente con gli obiettivi strategici individuati; (iii) sull'adeguatezza del SCIGR rispetto alle caratteristiche dell'impresa e al profilo di rischio assunto, nonché circa l'efficacia del sistema stesso; (iv) sulla composizione dell'Organismo di Vigilanza istituito nell'ambito di Enel SpA ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001.

- Esamina annualmente le tematiche rilevanti ai fini del SCIGR trattate nella Rendicontazione di Sostenibilità di cui al decreto legislativo n. 125/2024, rilasciando in proposito un preventivo parere al Consiglio di Amministrazione. Al riguardo, detta rendicontazione illustra, tra l'altro, il processo e gli esiti della analisi di doppia materialità, con particolare riferimento agli impatti, ai rischi e alle opportunità in materia di sostenibilità (ivi incluso il clima) di rilevanza per il Gruppo Enel. Tale competenza è stata attribuita al Comitato Controllo e Rischi a seguito delle modifiche al relativo Regolamento organizzativo approvate dal Consiglio di Amministrazione nel mese di dicembre 2024, al fine recepire la normativa in materia di rendicontazione societaria di sostenibilità, introdotta dal decreto legislativo n. 125/2024. In precedenza, sino all'approvazione di dette modifiche, il Comitato è stato chiamato a esaminare le tematiche rilevanti ai fini del SCIGR trattate nella Dichiarazione di carattere non finanziario, di cui al decreto legislativo n. 254/2016, e nel Bilancio di Sostenibilità, eventualmente compendiati in un unico documento, rilasciando in proposito un preventivo parere al Consiglio di Amministrazione chiamato ad approvare tali documenti.
- Valuta l'idoneità dell'informazione periodica, finanziaria e non finanziaria, a rappresentare correttamente il modello di business, le strategie della Società e del Gruppo di cui essa è a capo, l'impatto delle attività aziendali e le performance conseguite, coordinandosi con il Comitato per la Corporate Governance e la Sostenibilità per quanto concerne l'informativa periodica non finanziaria.

ESRS G1 GOV-1 – Ruolo degli organi di amministrazione, direzione e controllo

ESRS G1-3 – Prevenzione individuazione della corruzione attiva e passiva

- Esamina le principali regole e procedure aziendali connesse al SCIGR che risultano avere rilevanza nei confronti degli stakeholder – tra cui si segnalano, in particolare, il Modello organizzativo e gestionale predisposto ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001, il Codice Etico (ivi inclusa la reportistica semestrale delle segnalazioni effettuate in base al Codice Etico), il Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione" e la Politica sui Diritti Umani – e sottopone tali documenti all'approvazione del Consiglio di Amministrazione, valutando loro eventuali successive modifiche o integrazioni.

ESRS GOV-2 – Informazioni fornite agli organi di amministrazione, direzione e controllo dell'impresa e questioni di sostenibilità da questi affrontate

ESRS GOV-5 – Gestione del rischio e controlli interni sulla rendicontazione di sostenibilità

- Tra le attività svolte nel corso del 2024, ha affrontato tematiche legate alla sostenibilità (ivi incluse alcune tematiche concernenti il clima) in occasione: (i) dell'aggiornamento trimestrale sull'andamento dei rischi di Gruppo; (ii) degli esiti del monitoraggio di linea e del testing indipendente, nonché della valutazione del sistema di controllo interno sul corporate reporting del Gruppo Enel in vista dell'attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto (a) sul progetto di Bilancio civilistico di Enel SpA e sul Bilancio consolidato del Gruppo Enel riferiti all'esercizio 2023 nonché (b) sulla Relazione finanziaria semestrale del Gruppo Enel al 30 giugno 2024;

(iii) dell'esame delle tematiche rilevanti ai fini del SCIGR trattate nel Bilancio di Sostenibilità per l'esercizio 2023, coincidente con la Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario di cui al decreto legislativo n. 254/2016 per il medesimo esercizio; (iv) degli approfondimenti sul sistema di controllo interno e di gestione dei rischi delle Linee di Business Globali "Enel Grids and Innovability" ed "Enel X Global Retail", della Country Italy, nonché delle Funzioni "Legal, Corporate, Regulatory and Antitrust Affairs", "People and Organization" e "Security" di Holding, in relazione alle attività svolte e ai rischi esistenti nel perimetro di competenza, nonché agli strumenti utilizzati per mitigarne gli effetti; (v) dell'aggiornamento sugli sviluppi metodologici e di processo per il monitoraggio sull'andamento dei principali rischi connessi agli obiettivi strategici del Piano Industriale 2024-2026; (vi) dell'analisi del grado di compatibilità dei principali rischi connessi agli obiettivi strategici del Piano Industriale 2025-2027.

Comitato per le Nomine e le Remunerazioni

11

riunioni svolte dal Comitato nel 2024

ESRS GOV-1 – Ruolo degli organi di amministrazione, direzione e controllo

- È costituito da Amministratori non esecutivi, la maggioranza dei quali (tra cui il Presidente) indipendenti.
- Nel corso del 2024 è risultato composto dai seguenti Amministratori, la maggioranza dei quali (tra cui il Presidente) risulta in possesso dei requisiti di indipendenza: Alessandra Stabilini (con funzioni di Presidente), Johanna Arbib, Olga Cuccurullo, Dario Frigerio e Fiammetta Salmoni.
- Supporta il Consiglio di Amministrazione, tra l'altro, nelle valutazioni e decisioni relative alla dimensione e alla composizione ottimale del Consiglio stesso e dei suoi Comitati, nonché alla remunerazione degli Amministratori e dei dirigenti con responsabilità strategiche.
- Si segnala al riguardo che la politica in materia di remunerazione per il 2024 prevede che una porzione significativa della remunerazione variabile, sia di breve sia di lungo termine, dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale sia legata a obiettivi di performance concernenti la sostenibilità. Per maggiori dettagli in merito alla politica in materia di remunerazione per il 2024, si rinvia al capitolo "Il sistema di incentivazione"

Comitato Parti Correlate

4

riunioni svolte dal Comitato nel 2024

- È costituito da Amministratori non esecutivi e indipendenti.
- Nel corso del 2024 è risultato composto dai seguenti Amministratori, tutti in possesso dei requisiti di indipendenza: Fiammetta Salmoni (con funzioni di Presidente), Mario Corsi e Alessandro Zehentner.
- Svolge le funzioni previste dalla normativa CONSOB di riferimento e dall'apposita procedura Enel per la disciplina delle operazioni con parti correlate, essenzialmente al fine di formulare appositi pareri motivati sull'interesse di Enel – nonché delle società da essa direttamente e/o indirettamente controllate di volta in volta interessate al compimento di operazioni con parti correlate, esprimendo un giudizio in merito alla convenienza e alla correttezza sostanziale delle relative condizioni, previa ricezione di flussi informativi tempestivi e adeguati.

Collegio Sindacale

23

riunioni svolte dal Collegio nel 2024

ESRS GOV-1 – Ruolo degli organi di amministrazione, direzione e controllo

ESRS GOV-5 – Gestione del rischio e controlli interni sulla rendicontazione di sostenibilità

È chiamato a vigilare:

- circa l'osservanza della legge e dello Statuto, nonché sul rispetto dei princípi di corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali;
- sul processo di informativa finanziaria e non finanziaria, nonché sull'adeguatezza della struttura organizzativa, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile della Società;
- sulla revisione legale dei conti annuali e dei conti consolidati, sull'attività di attestazione della conformità della Rendicontazione consolidata di Sostenibilità, nonché circa l'indipendenza della Società di revisione legale dei conti e del revisore della sostenibilità;
- sulle modalità di concreta attuazione delle regole di governo societario previste dal Codice di Corporate Governance.

In particolare, il Collegio Sindacale, in qualità di Comitato per il controllo interno e la revisione contabile, è, tra l'altro, incaricato di:

- informare il Consiglio di Amministrazione circa gli esiti della revisione legale e dell'attività di attestazione della Rendicontazione consolidata di Sostenibilità, trasmettendo a tale organo la relazione aggiuntiva di cui all'art. 11 del Regolamento (UE) n. 537/2014, corredata da eventuali osservazioni;
- monitorare il processo di informativa finanziaria e della Rendicontazione consolidata di Sostenibilità, compreso l'utilizzo del formato elettronico, previsto dalla normativa applicabile, e le procedure attuate dalla Società ai fini del rispetto degli standard di rendicontazione adottati dalla Commissione Europea, nonché presentare raccomandazioni o proposte volte a garantirne l'integrità;
- controllare l'efficacia dei sistemi di controllo interno della qualità e di gestione del rischio dell'impresa e della revisione interna, per quanto attiene all'informativa finanziaria e alla Rendicontazione consolidata di Sostenibilità, compreso l'utilizzo del formato elettronico, senza violarne l'indipendenza;

- monitorare la revisione legale del Bilancio di esercizio e del Bilancio consolidato, nonché l'attività di attestazione della conformità della rendicontazione consolidata di sostenibilità.

Inoltre, il Collegio Sindacale si riunisce di norma in seduta congiunta con il Comitato Controllo e Rischi per quanto riguarda le materie di interesse comune.
Si evidenzia inoltre che alle riunioni dei Comitati endoconsiliari di Enel, ai sensi di quanto previsto nei rispettivi Regolamenti organizzativi, partecipa il Presidente del Collegio Sindacale, che può designare altro Sindaco effettivo a presenziare in sua vece; a tali riunioni possono comunque partecipare anche gli altri Sindaci effettivi.

ESRS GOV-2 – Informazioni fornite agli organi di amministrazione, direzione e controllo dell'impresa e questioni di sostenibilità da questi affrontate

ESRS G1 GOV-1 – Ruolo degli organi di amministrazione, direzione e controllo

In relazione alle attività svolte dal Collegio Sindacale nel corso del 2024, si richiamano pertanto le tematiche legate alla sostenibilità affrontate congiuntamente con il Comitato Controllo e Rischi e sopra riportate nel paragrafo dedicato a detto Comitato. A tale ultimo proposito, si evidenzia in particolare l'esame, in seduta congiunta con il Comitato Controllo e Rischi, delle principali regole e procedure aziendali connesse al SCIGR – che risultano avere rilevanza nei confronti degli stakeholder – tra cui si segnalano, tra l'altro, il Modello organizzativo e gestionale predisposto ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001, il Codice Etico (ivi inclusa la reportistica semestrale delle segnalazioni effettuate in base al Codice Etico), il Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione" e la Politica sui Diritti Umani.

Presidente del Consiglio di Amministrazione

- Ha per Statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale.
- Presiede l'Assemblea.
- Convoca le riunioni del Consiglio di Amministrazione, ne fissa l'ordine del giorno e ne presiede i lavori.
- Riveste un ruolo di raccordo tra gli Amministratori esecutivi e gli Amministratori non esecutivi e, con il supporto del Segretario del Consiglio di Amministrazione, cura l'efficace funzionamento dei lavori consiliari. In particolare, il Presidente, con l'ausilio del Segretario del Consiglio di Amministrazione, cura tra l'altro:
  - che l'informativa pre-consiliare e le informazioni complementari fornite durante le riunioni siano idonee a consentire agli Amministratori di agire in modo informato nello svolgimento del loro ruolo; e
  - che l'attività dei Comitati consiliari sia coordinata con quella del Consiglio di Amministrazione.
- Assicura che il Consiglio di Amministrazione sia tempestivamente informato sullo sviluppo e sui contenuti significativi del dialogo intervenuto con tutti gli azionisti.
- Verifica l'attuazione delle deliberazioni del Consiglio di Amministrazione.

- Al Presidente sono inoltre riconosciute, in base a deliberazione consiliare del 12 maggio 2023, alcune ulteriori attribuzioni di carattere non gestionale.
- Nell'esercizio della funzione di impulso e coordinamento delle attività del Consiglio di Amministrazione, svolge in concreto un ruolo proattivo nel processo di approvazione e monitoraggio delle strategie aziendali e di sostenibilità, che sono orientate alla decarbonizzazione, allo sviluppo e alla resilienza delle reti come elemento abilitante la transizione, e all'elettrificazione dei consumi, in linea con gli obiettivi climatici fissati dal Gruppo.
- Nel corso del 2024 ha presieduto il Comitato per la Corporate Governance e la Sostenibilità.

Amministratore Delegato

- Analogamente al Presidente del Consiglio di Amministrazione, ha per Statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale ed è inoltre investito, in base a deliberazione consiliare del 12 maggio 2023, di tutti i poteri per l'amministrazione della Società, a eccezione di quelli diversamente attribuiti da disposizioni di legge e di regolamento, dallo Statuto o riservati al Consiglio di Amministrazione ai sensi della medesima deliberazione (qualificandosi pertanto quale Chief Executive Officer, in quanto principale responsabile della gestione della Società).
- Ha il ruolo di Amministratore incaricato dell'istituzione e del mantenimento dello SCIGR.

ESRS GOV-1 – Ruolo degli organi di amministrazione, direzione e controllo

- Nell'esercizio di tali poteri ha definito un modello di business sostenibile, attraverso l'identificazione di una strategia volta a guidare la transizione energetica verso un modello low carbon; inoltre, sempre nell'ambito dei poteri conferiti, gestisce le attività di business legate all'impegno di Enel nella lotta al cambiamento climatico.
- Riferisce al Consiglio di Amministrazione circa l'attività svolta nell'esercizio delle deleghe, comprese le attività di business finalizzate a mantenere l'impegno di Enel a fronteggiare il cambiamento climatico.

ESRS SBM-2 – Interessi e opinioni dei portatori di interessi

- Rappresenta Enel in diverse iniziative di rilievo internazionale che si occupano della sostenibilità, come la Global Investors for Sustainable Development (GISD) Alliance lanciata dalle Nazioni Unite nel 2019.
- In qualità di principale responsabile della gestione della Società, è il soggetto principalmente titolato a confrontarsi con gli investitori istituzionali, fornendo in occasione degli incontri con questi ultimi ogni opportuno chiarimento sulle materie che ricadono nelle deleghe gestionali affidategli, in linea con quanto indicato nella Politica per la gestione del dialogo con gli investitori istituzionali e con la generalità degli azionisti e degli obbligazionisti di Enel.

ESRS GOV-5 – Gestione del rischio e controlli interni sulla rendicontazione di sostenibilità

- Dall'esercizio 2024, unitamente al Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, attesta, con apposita relazione, che la Rendicontazione di Sostenibilità sia conforme agli standard di rendicontazione a essa applicabili e alle previsioni del Regolamento (UE) 2020/852 sulla tassonomia delle attività ecosostenibili (c.d. "attestazione della Rendicontazione di Sostenibilità").

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari

ESRS GOV-5 – Gestione del rischio e controlli interni sulla rendicontazione di sostenibilità

- Nel corso del 2024 le funzioni di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel sono state svolte dal responsabile della Funzione Administration, Finance and Control della Società.
- In linea con quanto previsto dallo Statuto della Società, è stato nominato dal Consiglio di Amministrazione, previo parere favorevole del Collegio Sindacale, ed è in possesso dei requisiti di professionalità contemplati nello Statuto medesimo.
- È responsabile per legge di definire e implementare un idoneo sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria nell'ambito della Società e del Gruppo e, a tal fine, predispone adeguate procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio di esercizio e del Bilancio consolidato, nonché di ogni altra comunicazione di carattere finanziario di Enel.
- Rilascia una dichiarazione che accompagna gli atti e le comunicazioni della Società diffusi al mercato e relativi all'informativa finanziaria, anche infrannuale, e che ne attesta la corrispondenza alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.
- Rilascia altresì, unitamente all'Amministratore Delegato, un'attestazione in merito al Bilancio di esercizio, al Bilancio consolidato e al Bilancio consolidato semestrale abbreviato di Enel concernente l'adeguatezza e l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili sopra indicate nel corso del periodo cui si riferiscono tali documenti contabili, nonché l'attendibilità dei dati ivi contenuti e la loro conformità con i princípi contabili internazionali di riferimento.
- A decorrere dall'esercizio 2024, unitamente all'Amministratore Delegato, è chiamato a rilasciare l'attestazione della Rendicontazione di Sostenibilità.

Attività di revisione legale dei conti e attestazione della conformità della Rendicontazione consolidata di Sostenibilità

- Nell'esercizio 2024, le attività di revisione legale dei conti e di attestazione della conformità della Rendicontazione consolidata di Sostenibilità risultano affidate a una società specializzata iscritta nell'apposito registro.

Buone pratiche di corporate governance

- A fine 2024 e durante i primi mesi del 2025, il Consiglio di Amministrazione ha effettuato, con l'assistenza di una società indipendente specializzata nel settore, una valutazione della dimensione, della composizione e del funzionamento del Consiglio stesso e dei suoi Comitati (c.d. "board review"), in linea con le più evolute pratiche di corporate governance diffuse all'estero e recepite dal Codice di Corporate Governance; la board review è stata estesa al Collegio Sindacale. La board review del Consiglio di Amministrazione è stata svolta seguendo anche le modalità della "peer-to-peer review", ossia mediante la valutazione non solo del funzionamento dell'organo nel suo insieme, ma anche dello stile e del contenuto del contributo fornito da ciascuno dei suoi componenti.

ESRS GOV-1 – Ruolo degli organi di amministrazione, direzione e controllo

Nell'ambito della board review una specifica attenzione è stata dedicata a verificare la percezione degli Amministratori in merito, tra l'altro (i) all'efficacia delle attività di induction nonché (ii) al coinvolgimento del Consiglio di Amministrazione sulle tematiche di sostenibilità e cambiamento climatico.
Gli esiti della board review sono riportati nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari di Enel.

- A seguito della nomina del Consiglio di Amministrazione deliberata dall'Assemblea ordinaria dei soci del 10 maggio 2023 e tenuto conto del rinnovamento dell'intera compagine consiliare, Enel ha organizzato un apposito programma di induction finalizzato a fornire agli Amministratori un'adeguata conoscenza dei settori di attività in cui opera il Gruppo, nonché delle dinamiche aziendali e della loro evoluzione, dell'andamento dei mercati e del quadro normativo di riferimento. Nel corso del 2023 si sono quindi tenute diverse sessioni di induction, che hanno riguardato la corporate governance della Società e del Gruppo, la struttura e il funzionamento del sistema elettrico in generale, nonché approfondimenti concernenti alcune Linee di Business e una funzione di staff del Gruppo. Nel corso del 2024, il programma di induction è proseguito, con ulteriori iniziative aventi a oggetto il cambiamento climatico, la cyber security, l'innovazione e l'innovazione digitale; in particolare, si è ritenuto opportuno svolgere una induction sul cambiamento climatico, in quanto a seguito della board review relativa all'esercizio 2023 (eseguita con l'assistenza di una società indipendente specializzata nel settore) è emersa l'esigenza che il Consiglio di Amministrazione ricevesse un'apposita formazione dedicata a tematiche di sostenibilità. Al programma di induction hanno partecipato anche i Sindaci. In tale contesto, si segnala che, nel mese di febbraio 2024, il Comitato per la Corporate Governance e la Sostenibilità ha individuato Johanna Arbib quale Amministratore non esecutivo incaricato di monitorare, nell'ambito del Comitato stesso, le tematiche legate al clima e relative alla transizione al "Net Zero". Tale Amministratore ha ricevuto una formazione tempestiva e adeguata su: (i) come il clima e la transizione energetica influenzano la strategia del Gruppo Enel; (ii) su come quest'ultimo ha un impatto sul clima; (iii) sui rischi e le opportunità di mitigazione e adattamento al clima per il Gruppo.
- Il Consiglio di Amministrazione (ivi inclusi i Comitati endoconsiliari) e il Collegio Sindacale si avvalgono, nell'esercizio delle proprie funzioni, delle competenze delle diverse strutture aziendali interessate nonché, ove necessario in relazione a specifiche tematiche, di consulenti esterni.

- Il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale hanno approvato, ciascuno nel proprio ambito di competenza, specifiche politiche in materia di diversità. Tali politiche descrivono le caratteristiche ritenute ottimali per la composizione di tali organi, affinché ciascuno di essi possa esercitare nel modo più efficace i propri compiti, assumendo decisioni che possano concretamente avvalersi del contributo di una pluralità di qualificati punti di vista, in grado di esaminare le tematiche in discussione da prospettive diverse. La politica approvata dal Consiglio di Amministrazione prevede in particolare, per quanto riguarda le tipologie di diversità e i relativi obiettivi, che:
  - una composizione ottimale dovrebbe caratterizzarsi per la presenza di una maggioranza di Amministratori indipendenti;
  - anche quando le disposizioni di legge in materia di equilibrio tra i generi abbiano cessato di produrre effetto, sia importante continuare ad assicurare che almeno un terzo del Consiglio di Amministrazione, tanto al momento della nomina quanto nel corso del mandato, sia costituito da Amministratori del genere meno rappresentato;
  - la proiezione internazionale delle attività del Gruppo dovrebbe essere tenuta in considerazione, assicurando la presenza di almeno un terzo di Amministratori che abbiano maturato un'adeguata esperienza in ambito internazionale, ritenuta utile anche per prevenire l'omologazione delle opinioni e il fenomeno del "pensiero di gruppo";
  - per perseguire un equilibrio tra esigenze di continuità e rinnovamento nella gestione, occorrerebbe assicurare una bilanciata combinazione di diverse anzianità di carica – oltre che di fasce di età – all'interno del Consiglio di Amministrazione;
  - i Consiglieri non esecutivi dovrebbero essere rappresentati da figure con un profilo manageriale e/o professionale e/o accademico e/o istituzionale tale da realizzare un insieme di competenze ed esperienze tra loro diverse e complementari;
  - il Presidente e l'Amministratore Delegato, in considerazione della diversità dei ruoli svolti, dovrebbero possedere le competenze più adeguate (puntualmente indicate nella medesima politica) per un efficace svolgimento dei rispettivi compiti.
- Si segnala, inoltre, che nel mese di luglio 2015 il Consiglio di Amministrazione ha approvato (e successivamente integrato nel mese di febbraio 2019) alcune raccomandazioni volte a rafforzare i presídi di governo societario delle società controllate da Enel aventi azioni quotate nei mercati regolamentati e ad assicurare al contempo il recepimento delle best practice locali in materia da parte delle medesime società.

ESRS G1 GOV-1 – Ruolo degli organi di amministrazione, direzione e controllo

- Ciascun Amministratore ha preso visione del Codice Etico, del Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione", della Politica per la prevenzione della corruzione adottata ai sensi dello standard internazionale ISO 37001:2016 e del Modello organizzativo e gestionale ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001; inoltre, si è impegnato a conformare la propria condotta ai princípi sanciti in detti documenti durante lo svolgimento del proprio incarico di componente del Consiglio di Amministrazione della Società.

ESRS SBM-2 – Interessi e opinioni dei portatori di interessi

- Al fine di disciplinare le modalità di svolgimento del dialogo che la Società intrattiene con gli investitori istituzionali e con la generalità dei suoi azionisti e obbligazionisti, nel mese di marzo 2021 il Consiglio di Amministrazione ha adottato, su proposta del Presidente formulata d'intesa con l'Amministratore Delegato, un'apposita Politica (c.d. "Engagement Policy"), che ha cristallizzato in larga parte le prassi già seguite da Enel al fine di assicurare che tale dialogo sia basato sui princípi di correttezza e trasparenza e avvenga nel rispetto della disciplina comunitaria e nazionale in tema di abusi di mercato, nonché in linea con le best practice internazionali. Nell'elaborazione dell'Engagement Policy, che ha trovato regolare applicazione nel corso del 2024, si è tenuto conto delle best practice adottate in materia da parte degli investitori istituzionali e riflesse nei codici di stewardship.

Per ulteriori informazioni sul sistema di corporate governance si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari di Enel, pubblicata sul sito internet della Società (www.enel.com, sezione "Governance").

Sistema di gestione dei rischi e di controllo interno sul "corporate reporting"

ESRS GOV-5 Gestione del rischio e controlli interni sulla rendicontazione di sostenibilità

A partire dal 2020 Enel ha incluso nel proprio sistema di controllo interno sul "corporate reporting" la gestione dei rischi connessi all'informativa di sostenibilità/non finanziaria; tale sistema garantisce oggi, tanto per l'informativa finanziaria quanto per quella di sostenibilità/non finanziaria, la gestione dei relativi processi, l'identificazione dei rischi (risk assessment) e l'implementazione dei relativi controlli per mitigarli, mediante l'applicazione di una metodologia univoca.

Il processo di definizione, implementazione e gestione del sistema di controllo interno si articola nelle fasi di seguito riportate:

- la definizione del perimetro delle società e/o dei processi rilevanti, accompagnata dalla comunicazione delle metodologie, delle istruzioni e del calendario delle attività al management coinvolto, sulla base del cosiddetto "Top-Down Risk-Based Approach";
- la mappatura e l'aggiornamento dei processi, il "risk assessment", la definizione dei controlli e l'identificazione dei "Primary Key Controls". La definizione del sistema di controllo interno sul "corporate reporting" ha avvio con l'attività di "risk assessment", al fine di individuare e valutare le azioni o gli eventi il cui verificarsi o la cui assenza potrebbero compromettere il raggiungimento degli obiettivi del sistema stesso. I rischi – compresi quelli di frode – sono identificati sia a livello di società o gruppi di società (c.d. "entity level"), sia a livello di processo (c.d. "process level"), e successivamente valutati a prescindere dai relativi controlli (c.d. "valutazione a livello inerente"), in termini di potenzialità di impatto e probabilità di accadimento, sulla base di elementi qualitativi e quantitativi.

Con riferimento all'informativa non finanziaria/di sostenibilità, si dettagliano i principali rischi identificati.

- Rischi legati all'utilizzo di dati (qualitativi e quantitativi) attuali e/o stimati imprecisi/incompleti utilizzati nel calcolo degli indicatori.
- Rischi connessi alla trasmissione e approvazione dei dati (qualitativi e quantitativi).
- Rischi legati alla predisposizione incompleta/errata dell'informativa di sostenibilità/non finanziaria rispetto al framework normativo di riferimento.
- Rischi legati alla mancanza di trasparenza e/o neutralità dei dati qualitativi e quantitativi utilizzati e delle stime.
- Doppia materialità - Rischi legati a errori o alla mancanza di procedure/linee guida che definiscano le modalità operative dell'analisi di doppia materialità.
- Doppia materialità - Rischi legati all'errata/mancata identificazione di impatti, rischi e opportunità (IRO) o alla loro non corretta valutazione.
- Doppia materialità - Rischi legati alla non corretta definizione dei temi materiali.

A valle del "risk assessment", si procede con l'individuazione di controlli finalizzati a ridurre la possibilità di accadimento dei rischi. In particolare, la struttura dei controlli prevede "Entity/Company Level Controls", definiti centralmente e di comune applicazione nell'ambito del Gruppo, di uno specifico settore o Linea di Business.

La struttura dei controlli a livello di processo (c.d. "Process Level Controls") prevede invece controlli specifici o di monitoraggio, intesi come l'insieme delle attività (manuali, parzialmente automatizzate o automatizzate) volte a prevenire, individuare e correggere errori che si verificano nel corso dello svolgimento delle attività operative.

In coerenza con l'approccio "Top-Down Risk-Based", attraverso l'uso di un modello di scoring che mette in relazione i diversi attributi del controllo rispetto alla rilevanza del rischio, vengono identificati i controlli "chiave" (c.d. "Primary Key Controls").

- la valutazione del disegno e dell'operatività dei controlli (c.d. "monitoraggio di linea"), realizzata dal management interessato ed effettuata attraverso il self-assessment. Al fine di valutare l'adeguatezza dei processi, dei rischi e dei controlli sull'informativa, è prevista semestralmente una specifica attività di monitoraggio svolta dagli "owner" dei processi, volta a verificare il disegno[3] e l'effettiva operatività[4] dei controlli di competenza;
- la realizzazione dell'attività di testing indipendente a cura della Funzione Audit sui controlli. In aggiunta al monitoraggio di linea, viene eseguita con cadenza annuale dalla Funzione Audit un'attività di testing indipendente su un sottoinsieme significativo di "Primary Key Controls", con il fine di verificare il disegno e l'operatività degli stessi;
- la valutazione delle carenze, l'approvazione e il monitoraggio delle azioni di rimedio. Le attività di monitoraggio di linea e di testing consentono l'individuazione di eventuali carenze di operatività e/o disegno dei controlli e le eventuali azioni correttive, intraprese o da intraprendere;
- il consolidamento dei risultati e la valutazione complessiva del sistema di controllo interno sul "corporate reporting", al fine di procedere alla definizione delle lettere di attestazione finali dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili e societari, supportate da un flusso di attestazioni interne. Al riguardo, gli esiti delle attività di monitoraggio di linea e di testing, le eventuali carenze e i relativi piani di rimedio sono comunicati al Dirigente preposto attraverso periodici flussi informativi di sintesi ("reporting"). Tali flussi vengono altresì utilizzati per la periodica informativa circa l'adeguatezza del sistema di controllo interno sul "corporate reporting", fornita dal Dirigente preposto al Collegio Sindacale, al Comitato Controllo e Rischi e alla Società di revisione;
- il rilascio delle attestazioni da parte dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto. circa l'adeguatezza e l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili predisposte per la formazione del Bilancio di esercizio, del Bilancio consolidato ovvero del Bilancio consolidato semestrale abbreviato di Gruppo, nonché, a partire dal 2024, un'ulteriore attestazione circa la conformità della Rendicontazione consolidata di Sostenibilità agli standard di rendicontazione a essa applicabili.

3. Idoneità del controllo a mitigare in maniera accettabile il rischio identificato.
4. Verifica che il controllo venga svolto nel periodo considerato in conformità a quanto previsto dal disegno.

Modello organizzativo di Enel

ENEL GROUP CHAIRMAN
P. Scaroni

ENEL GROUP CEO
F. Cattaneo

STAFF FUNCTIONS

ADMINISTRATION, FINANCE AND CONTROL
S. De Angelis

EXTERNAL RELATIONS
N. Mardegan

AUDIT
A. Spina

CEO OFFICE AND STRATEGY
M. Mossini

PEOPLE AND ORGANIZATION
E. Colacchia

LEGAL, CORPORATE, REGULATORY AND ANTITRUST AFFAIRS
F. Puntillo

SECURITY
V. Giardina

GLOBAL SERVICE FUNCTION

GLOBAL SERVICES
S. Ciurli

GLOBAL BUSINESS LINES

ENEL GRIDS AND INNOVABILITY
G.V. Armani

GLOBAL ENERGY AND COMMODITY MANAGEMENT AND CHIEF PRICING OFFICER
C. Machetti

ENEL GREEN POWER AND THERMAL GENERATION
S. Bernabei

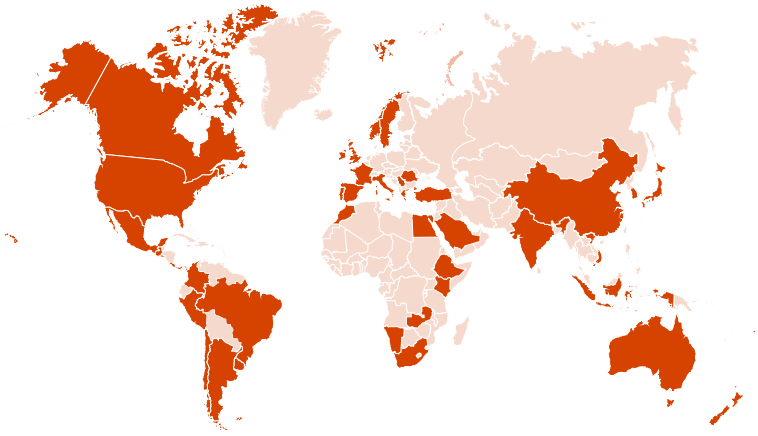
ENEL X GLOBAL RETAIL
F. Gostinelli

COUNTRIES AND REGION

ITALY
N. Lanzetta

IBERIA
J. Bogas Gálvez

REST OF THE WORLD
R.A.E. Deambrogio



La struttura organizzativa del Gruppo Enel si articola in una matrice che considera:

Linee di Business Globali

Linee di Business Globali cui è affidato il compito di gestire e sviluppare gli asset, ottimizzandone le prestazioni e il ritorno sul capitale investito, nelle varie aree geografiche di presenza del Gruppo (Italia, Iberia e ROW - Rest of the World). In conformità con le politiche e normative in materia di sicurezza, protezione e ambiente, esse hanno il compito di massimizzare l'efficienza dei processi gestiti e di applicare le migliori pratiche a livello mondiale condividendo con i Paesi la responsabilità su EBITDA, flussi di cassa e ricavi.

Il Gruppo, avvalendosi anche di uno specifico Comitato per gli Investimenti[5], beneficia di una visione industriale centralizzata dei progetti nelle varie Linee di Business. Ogni singolo progetto viene valutato non solo sulla base del ritorno finanziario, ma anche in relazione alle migliori tecnologie disponibili a livello di Gruppo. Inoltre, ogni Linea di Business contribuisce a guidare la leadership di Enel nella transizione energetica e nella lotta al cambiamento climatico attraverso la gestione dei relativi rischi e opportunità per il proprio perimetro di competenza.

In breve, si riportano di seguito gli obiettivi primari di ciascuna Linea di Business Globale.

- Enel Grids and Innovability: garantisce l'ottimale allocazione delle risorse per raggiungere elevata affidabilità e qualità del servizio di fornitura, massimizzando i rendimenti nel rispetto dei più elevati standard di sicurezza e sviluppando reti all'avanguardia tecnologica che possano sfruttare al massimo eventuali sinergie; promuove, armonizza e coordina i processi in materia di innovazione e sostenibilità supportando le attività nelle Linee di Business Globali e nei Paesi.
- Global Energy and Commodity Management and Chief Pricing Officer: ottimizza il margine del Gruppo attraverso la gestione attiva della strategia di copertura e dell'esposizione al rischio commodity, tenendo conto di tutti i fattori commerciali/di mercato con l'obiettivo di massimizzare il margine integrato nei mercati di interesse, attraverso l'ottimizzazione delle forniture di gas e combustibili, e il dispacciamento locale della generazione termica e rinnovabile, supportando Enel X Global Retail nella definizione della strategia commerciale.
- Enel Green Power and Thermal Generation: guida la transizione energetica in modo rapido ed efficace facendo crescere il portafoglio di impianti di generazione da fonti rinnovabili e gestisce la corrispondente evoluzione degli asset di generazione e stoccaggio termico nell'ottica della decarbonizzazione del proprio mix energetico, per soddisfare le esigenze dei clienti in tutti i Paesi in cui siamo presenti; gestisce il funzionamento e la manutenzione degli impianti di generazione del Gruppo in conformità con le policy e le normative vigenti in materia di sicurezza, protezione e ambiente.
- Enel X Global Retail: definisce la strategia commerciale e gestisce l'offerta di energia, di prodotti e di servizi, inclusa la mobilità elettrica, per la base clienti, in conformità con la normativa in materia di sicurezza, protezione e ambiente, massimizzando il valore per il cliente e l'efficienza operativa, supportando l'ottimizzazione dei margini con il Global Energy and Commodity Management.

5. Il Comitato per gli Investimenti di Gruppo è composto dai responsabili di Administration, Finance and Control, Innovability, Legal and Corporate Affairs, Global Procurement, delle Aree Geografiche e dai direttori delle Linee di Business.

Regione e Paesi	Alla Regione e ai Paesi è affidato il compito di gestire nel loro ambito le relazioni con organi istituzionali e autorità regolatorie locali, nonché le attività di distribuzione, vendita di energia elettrica e gas, fornendo altresì supporto in termini di attività di staff e altri servizi alle Linee di Business. Inoltre, la Regione e i Paesi hanno il compito di promuovere la decarbonizzazione e guidare la transizione energetica verso un modello di business low carbon all'interno delle aree di responsabilità.

A tale matrice si associano, in un'ottica di supporto al business:

Funzione Globale di Servizio	Alla Funzione Globale di Servizio è affidato il compito di gestire le attività di information and communication technology, gli acquisti a livello di Gruppo, la gestione delle azioni globali relative ai clienti, la gestione degli immobili e dei relativi servizi generali. La Funzione Globale di Servizio è inoltre focalizzata sull'adozione responsabile di misure che permettano il raggiungimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile, nello specifico nella gestione della catena di fornitura e nella creazione di soluzioni digitali, in modo da supportare lo sviluppo di tecnologie abilitanti la transizione energetica e la lotta al cambiamento climatico.

Funzioni di Staff (Holding)	Alle Funzioni di Staff di Holding è affidato il compito di gestire i processi di governance a livello di Gruppo (Amministrazione, Finanza e Controllo; Personale e Organizzazione; Relazioni esterne; Audit; Legale, Corporate, Regolatorio e Antitrust; Security; CEO Office e Strategia). In particolare, la Funzione CEO Office e Strategia è anche responsabile della definizione della strategia, del piano a lungo termine e degli obiettivi strategici del Gruppo, guidando i relativi processi decisionali, e garantisce l'allineamento degli stakeholder interni sul posizionamento strategico, finalizzato tra l'altro alla promozione della decarbonizzazione del mix energetico e all'elettrificazione della domanda energetica, come azioni principali nella lotta al cambiamento climatico.

Il sistema di incentivazione

ESRS 2 GOV-3 - Integrazione delle prestazioni in termini di sostenibilità nei sistemi di incentivazione

La Politica in materia di remunerazione di Enel per l'esercizio 2024 è stata adottata dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Comitato per le Nomine e le Remunerazioni e approvata dall'Assemblea degli azionisti del 23 maggio 2024.

In particolare, tale Politica è stata definita tenendo conto (i) delle raccomandazioni contenute nel Codice italiano di Corporate Governance pubblicato il 31 gennaio 2020; (ii) delle best practice nazionali e internazionali; (iii) delle indicazioni emerse dal voto favorevole dell'Assemblea degli azionisti del 10 maggio 2023 sulla politica in materia di remunerazione per il 2023; (iv) degli esiti dell'attività di engagement su temi di governo societario, ambientali e sociali svolta dalla Società nel periodo compreso tra la fine del mese di gennaio e l'inizio del mese di marzo 2024 con i principali proxy advisor e alcuni rilevanti investitori istituzionali presenti nel capitale di Enel; (v) degli esiti di un'analisi di benchmark relativa al trattamento retributivo del Presidente del Consiglio di Amministrazione, dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale e degli Amministratori non esecutivi di Enel per l'esercizio 2023, che è stata predisposta dal consulente indipendente Willis Towers Watson.

ESRS 2 GOV-3 - Integrazione delle prestazioni in termini di sostenibilità nei sistemi di incentivazione

Tale Politica è volta a (i) promuovere il successo sostenibile di Enel, che si sostanzia nella creazione di valore nel lungo termine a beneficio degli azionisti, tenendo in adeguata considerazione gli interessi degli altri stakeholder rilevanti per la Società, in modo da incentivare il raggiungimento degli obiettivi strategici; (ii) attrarre, trattenere e motivare persone dotate della competenza e della professionalità richieste dai delicati compiti manageriali loro affidati, tenendo conto del compenso e delle condizioni di lavoro dei dipendenti della Società e del Gruppo Enel; nonché (iii) promuovere la missione e i valori aziendali.

La Politica in materia di remunerazione per il 2024 prevede per l'Amministratore Delegato/Direttore Generale e per i dirigenti con responsabilità strategiche (DRS):

- una componente fissa;
- una componente variabile di breve termine (MBO), da riconoscere in funzione del raggiungimento di specifici obiettivi di performance. In particolare:
  - per l'Amministratore Delegato/Direttore Generale, l'MBO 2024 prevede i seguenti obiettivi annuali di performance:
    - utile netto ordinario consolidato (con un peso pari al 30% del totale);
    - cash cost consolidato (con un peso pari al 20% del totale);
    - Funds From Operations/Indebitamento finanziario netto consolidato (con un peso pari al 20% del totale);
    - reclami commerciali a livello di Gruppo (con un peso pari al 10% del totale);
    - indice di frequenza degli infortuni sul lavoro, accompagnato dall'obiettivo-cancello rappresentato dagli infortuni fatali (con un peso pari al 20% del totale).

Pertanto, il peso complessivo degli obiettivi di sostenibilità (ovvero, reclami commerciali a livello di Gruppo e obiettivo relativo alla Safety) nell'ambito della remunerazione variabile di breve termine dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale si conferma pari al 30%.

Per ciascun obiettivo, al raggiungimento della soglia di accesso è prevista l'erogazione di una somma pari al 50% del premio base, mentre al raggiungimento del target e dell'overperformance è prevista l'erogazione, rispettivamente, del 100% e del 150% del premio base (con interpolazione lineare, salvo per quanto riguarda l'obiettivo relativo alla Safety). Per performance inferiori alla soglia di accesso non è previsto alcun premio.

- per i DRS, i rispettivi MBO individuano obiettivi annuali, oggettivi e specifici, correlati al Piano Strategico e individuati congiuntamente dalla Funzione Administration, Finance and Control e dalla Funzione People and Organization; per quanto riguarda la misura della retribuzione variabile di breve termine, si segnala che essa può variare in concreto, in funzione del livello di raggiungimento di ciascuno degli obiettivi di performance, da un minimo (pari all'80% del livello target, al di sotto del quale il premio viene azzerato) a un massimo (predefinito e legato a ipotesi di overperformance riguardo agli obiettivi assegnati, pari al 150% del livello target) che risulta differenziato in funzione degli specifici contesti di business in cui il Gruppo opera.

ESRS 2 GOV-3 - Integrazione delle prestazioni in termini di sostenibilità nei sistemi di incentivazione

E1 ESRS2 GOV-3 - Integrazione delle prestazioni in termini di sostenibilità nei sistemi di incentivazione

- una componente variabile di lungo termine, legata alla partecipazione ad appositi piani di incentivazione di durata pluriennale. In particolare, per il 2024 tale componente è legata alla partecipazione al Piano di incentivazione di lungo termine destinato al management di Enel SpA e/o di società da questa controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile ("Piano LTI 2024"), che prevede i seguenti obiettivi di performance di durata triennale:
  - TSR (Total Shareholders Return) medio di Enel vs TSR medio indice EUROSTOXX Utilities – UEM nel triennio 2024-2026 (con un peso pari al 45% del totale);
  - ROIC (Return on Invested Capital) - WACC (Weighted Average Cost of Capital) cumulati nel triennio 2024-2026 (con un peso pari al 30% del totale);
  - intensità delle emissioni di GES "Scope 1 e Scope 3" relative all'Integrated Power del Gruppo (gCO_{2eq}/kWh) al 2026, accompagnato dall'obiettivo-cancello rappresentato dalla intensità delle emissioni di GES "Scope 1" relative alla Power Generation del Gruppo (gCO_{2eq}/kWh) al 2026 (con un peso pari al 15% del totale);
  - percentuale di donne manager e middle manager rispetto al totale della popolazione di manager e middle manager a fine 2026 (con un peso pari al 10% del totale).

La componente di tali ultimi due obiettivi di performance concernenti tematiche ESG riveste quindi un peso complessivo del 25% e tiene conto della ormai consolidata attenzione da parte della comunità finanziaria a dette tematiche, con una particolare enfasi posta in tal caso sulla lotta al cambiamento climatico e alla diversità di genere.



Per ciascun obiettivo, al raggiungimento del target è prevista l'erogazione di un incentivo pari al 130% (per l'Amministratore Delegato/Direttore Generale di Enel) o del 100% (per gli altri destinatari) del valore base, mentre al raggiungimento dell'overperformance è prevista l'erogazione (i) del 150% (al livello Over I) ovvero (ii) del 280% (per l'Amministratore Delegato/Direttore Generale di Enel) o del 180% (per gli altri destinatari) del valore base (al livello Over II); è prevista l'interpolazione lineare tra le varie soglie.

Il Piano LTI 2024 prevede che il premio eventualmente maturato sia rappresentato da una componente azionaria, cui può aggiungersi – in funzione del livello di raggiungimento dei vari obiettivi – una componente monetaria. In particolare, rispetto al totale dell'incentivo maturato il Piano LTI 2024 prevede che: (i) per l'Amministratore Delegato/Direttore Generale di Enel, fino al 150% del valore base, l'in centivo sia interamente corrisposto in azioni Enel; (ii) per i primi riporti dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale di Enel, ivi inclusi i DRS, fino al 100% del valore base, l'incentivo sia interamente corrisposto in azioni Enel; (iii) per gli altri destinatari, diversi da quelli indicati *sub* (i) e (ii), fino al 65% del valore base, l'incentivo sia interamente corrisposto in azioni Enel. Il Piano LTI 2024 prevede che le azioni da erogare ai sensi di quest'ultimo siano previamente acquistate da Enel e/o dalle società da questa controllate. Inoltre, l'erogazione di una porzione rilevante della remunerazione variabile di lungo termine (pari al 70% del totale) è differita al secondo esercizio successivo rispetto al triennio di riferimento degli obiettivi del Piano LTI 2024 (c.d. "deferred payment").

Per ulteriori informazioni sul contenuto della Politica in materia di remunerazione per il 2024 si rinvia alla "Relazione sulla politica in materia di remunerazione di Enel per il 2024 e sui compensi corrisposti nel 2023", disponibile sul sito internet della Società (www.enel.com).

Infine, la tabella seguente riporta per il 2024 e il 2023 il rapporto tra la remunerazione totale maturata dall'Amministratore Delegato/Direttore Generale di Enel e la remunerazione annua lorda media dei dipendenti del Gruppo (c.d. "pay ratio"). Il medesimo rapporto è indicato, per completezza di informativa, anche con riferimento alla sola componente fissa delle remunerazioni in questione.

%	2024	2023
Pay Ratio – Rapporto tra la remunerazione totale dell'AD/DG di Enel in carica dal 12 maggio 2023 e la remunerazione annua lorda media dei dipendenti del Gruppo[1]	65x (31x compenso fisso)	45x (21x compenso fisso)

(1) Al fine di rendere comparabili i dati degli esercizi 2024 e 2023, i dati del 2023 sono stati rideterminati applicando alle remunerazioni del 2023 il tasso di cambio del 2024.



Valori e pilastri dell'etica aziendale

ESRS G1-1 - Politiche in materia di cultura d'impresa e condotta delle imprese

ESRS G1-3 - Prevenzione e individuazione della corruzione attiva e passiva

Un sistema etico solido, dinamico e costantemente orientato a recepire le migliori pratiche a livello nazionale e internazionale è l'elemento fondante del sistema di valori di Enel, alla base delle attività operative del Gruppo stesso, così come delle relazioni con tutti i suoi stakeholder di riferimento.
Un sistema che si fonda su modelli di compliance (c.d. "Compliance Program"), tra cui Codice Etico, Modello *ex* decreto legislativo n. 231/2001, Enel Global Compliance Program, Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione" ("Piano TZC"), Politica sui Diritti Umani, cui si affiancano eventuali altri modelli di compliance nazionali adottati dalle società estere del Gruppo, in conformità alla normativa locale.
Si riporta nel seguito una sintesi delle politiche e dei modelli di compliance del Gruppo, rimandando alle sezioni dedicate per ulteriori dettagli relativi ai temi della condotta di impresa (cfr. paragrafi "Canale Whistleblowing e segnalazioni degli stakeholder" e "Lotta alla corruzione attiva e passiva").

Codice Etico

Fin dal 2002 Enel ha adottato il Codice Etico[6], che esprime gli impegni e le responsabilità etiche nella conduzione degli affari e delle attività aziendali, regolando e uniformando i comportamenti su standard improntati alla massima trasparenza e correttezza verso tutti gli stakeholder. Il Codice Etico è valido per tutto il Gruppo, pur in considerazione della diversità culturale, sociale ed economica dei vari Paesi in cui Enel opera. Enel richiede inoltre, a tutti i principali fornitori e partner di adottare una condotta in linea con i princípi generali del Codice. Per maggiori informazioni si veda il sito web https://www.enel.com/it/investitori/sostenibilita/temi-performance-sostenibilita/principi-base/codice-etico.

Modello di organizzazione e gestione *ex* decreto legislativo n. 231/2001

Il decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231 ha introdotto nell'ordinamento giuridico italiano un regime di responsabilità amministrativa a carico delle società, per alcune tipologie di reati commessi dai relativi Amministratori, dirigenti o dipendenti nell'interesse o a vantaggio delle società stesse. Enel è stata la prima società italiana ad adottare, già nel 2002, un Modello di organizzazione e gestione rispondente ai requisiti del decreto legislativo n. 231/2001 (Modello 231), che viene costantemente aggiornato in linea con il quadro normativo di riferimento e il contesto organizzativo vigente.

6. Ultimo aggiornamento, febbraio 2021.

Enel Global Compliance Program (EGCP)

A settembre 2016 Enel ha approvato il Global Compliance Program, rivolto alle società estere del Gruppo, che si qualifica come uno strumento di governance volto a rafforzare l'impegno etico e professionale del Gruppo nel prevenire la commissione all'estero di illeciti da cui possa derivare responsabilità penale d'impresa e i connessi rischi reputazionali. L'identificazione delle tipologie di reato rilevanti nell'Enel Global Compliance Program – cui si associa la previsione di standard comportamentali e di aree da monitorare in funzione preventiva – si basa su condotte illecite generalmente considerate tali nella maggior parte dei Paesi, quali, per esempio, i reati di corruzione, delitti contro la pubblica amministrazione, falso in bilancio, riciclaggio, reati commessi in violazione delle norme sulla sicurezza sul lavoro, reati ambientali.

Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione"

In osservanza del decimo principio del Global Compact, in base al quale "le imprese si impegnano a contrastare la corruzione in ogni sua forma, incluse l'estorsione e le tangenti", Enel intende perseguire il proprio impegno nella lotta alla corruzione. Per questo è stato adottato nel 2006 il Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione" (il c.d. "Piano TZC"), confermando l'impegno del Gruppo, già descritto nel Codice Etico e nel Modello 231, ad assicurare condizioni di correttezza e trasparenza nella conduzione degli affari e delle attività aziendali, a tutela della propria posizione e immagine, del lavoro dei propri dipendenti, delle aspettative dei propri azionisti e di tutti gli altri stakeholder.

Per ulteriori approfondimenti si rimanda all'apposita sezione del sito web – https://www.enel.com/it/investitori/sostenibilita/strategia-progresso-sostenibile/governance-solida/principi-base.


enel



RELAZIONE SULLA GESTIONE

3. STRATEGIA DEL GRUPPO E GESTIONE DEL RISCHIO

Il Piano Strategico 2025-2027 del Gruppo conferma il focus su tre pilastri: "redditività, flessibilità e resilienza", "efficienza ed efficacia", "sostenibilità finanziaria e ambientale".

In un contesto caratterizzato da incertezza e volatilità, il Gruppo migliora la visibilità sui ritorni futuri e riduce i rischi tramite un focus crescente su attività regolate e contrattualizzate, il che consente di proporre una politica dei dividendi migliorativa per gli azionisti.

Parallelamente alla sostenibilità finanziaria, la sostenibilità ambientale è al centro della strategia del Gruppo, con la conferma dell'obiettivo di raggiungere zero emissioni entro il 2040.

Scenario di riferimento

Il contesto geopolitico

Il contesto geopolitico e macroeconomico attuale è definito da una combinazione di fattori strutturali e contingenti, che comportano rischi significativi per le attività del Gruppo, incidendo direttamente sui tassi di crescita del PIL, sull'inflazione e sui tassi di cambio nei Paesi in cui opera.

A livello globale, l'incertezza e la possibilità di cambiamenti politici avversi, in particolare riguardo alle politiche commerciali, continuano a esercitare pressioni sui mercati globali. La crescente frammentazione commerciale potrebbe compromettere difatti ulteriormente l'attività economica, soprattutto nei Paesi orientati all'export, aggravando le difficoltà delle catene di approvvigionamento e favorendo l'adozione di misure protezionistiche. Inoltre, l'escalation dei conflitti geopolitici, come la situazione in Medio Oriente e l'incertezza persistente in Ucraina, pone un rischio significativo per la fornitura di energia, con implicazioni potenzialmente destabilizzanti per i prezzi e l'attività economica.
Negli Stati Uniti, l'economia mostra vulnerabilità legata alla possibilità di un raffreddamento più rapido del mercato del lavoro e a politiche commerciali meno prevedibili. In particolare, l'introduzione di ulteriori restrizioni alle esportazioni, soprattutto verso grandi partner commerciali, potrebbe determinare un aumento dei costi produttivi e un indebolimento della domanda interna ed esterna. La resilienza dell'inflazione nei servizi e la persistenza di pressioni salariali rappresentano ulteriori sfide per le autorità monetarie, che potrebbero essere costrette a mantenere tassi di interesse elevati per un periodo prolungato, con effetti negativi su consumi e investimenti.
Nell'Eurozona, la crescita economica rimane fragile a causa della debolezza dei consumi privati, degli investimenti aziendali e dell'attività industriale, penalizzata dagli elevati costi energetici e dall'incertezza della politica interna. Sebbene sia atteso un graduale miglioramento del contesto economico nel breve termine, tale ripresa è strettamente legata alla stabilità delle politiche fiscali e commerciali, nonché al rafforzamento della domanda interna. Tuttavia, la fiducia dei consumatori e delle imprese, ancora moderata, rappresenta un ostacolo alla piena ripresa economica.

Nell'area del Latam, l'elevata volatilità politica e le persistenti sfide legate alla sostenibilità del debito pubblico continuano a rappresentare rischi per la stabilità economica, influenzando la fiducia degli investitori e le prospettive di crescita a medio termine.

I principali rischi per quanto riguarda le commodity energetiche risiedono nella fragilità del mercato del gas naturale in Europa. Nonostante i prezzi della commodity siano scesi ben al di sotto dei massimi registrati nel 2022, gli equilibri di mercato risultano molto fragili, e disruption lungo la catena del valore, quali per esempio il venir meno di una via di approvvigionamento tramite il canale di Suez, potrebbero determinare tendenze rialziste, con evidenti effetti anche sugli indici del carbone e i prezzi dell'energia elettrica, variabili fortemente correlate all'andamento del gas. Queste considerazioni risultano valide anche per il mercato del petrolio, i cui flussi passano anche da Paesi vicini alle aree dei conflitti e sono fortemente influenzati dai rapporti tra Stati Uniti e Medio Oriente.

Il contesto geopolitico e macroeconomico teso continua a influenzare anche i mercati dei metalli, che hanno risentito quest'anno di una crescita minore delle aspettative in Cina e in Europa oltre che del rafforzamento del dollaro e del crescente timore di dazi commerciali che potrebbero influire sugli scambi commerciali globali. In Cina, principale consumatore mondiale di metalli, la crescita della domanda nel 2024 si è dimostrata inferiore alle aspettative di analisti ed esperti e le prospettive restano fortemente condizionate dall'efficacia degli stimoli governativi, che finora non hanno raggiunto gli obiettivi auspicati, in particolare nel settore delle costruzioni in crisi ormai da due anni. Per i metalli più legati alle tecnologie rinnovabili, come litio e polisilicio, il crollo dei prezzi è continuato anche quest'anno, aggravato da una domanda "green" più debole del previsto e da una crescita significativa della produzione. Per entrambi i metalli, l'incremento dell'offerta ha spinto i prezzi ai minimi, con molti produttori che stanno sostenendo margini negativi da mesi pur di mantenere quote di mercato.

Il contesto macroeconomico

Nel 2024, l'economia globale ha dimostrato una solida resilienza, evitando una contrazione generalizzata nonostante gli shock economici passati e il ritardato processo di normalizzazione delle politiche monetarie accomodanti delle principali banche centrali. La crescita economica mondiale è attesa al 2,7% per l'anno, consolidando la tendenza alla ripresa avviata nel 2023, ma restando inferiore ai livelli pre-pandemia. Tra i fattori strutturali che continuano a rappresentare un freno all'economia globale figurano bassi livelli di investimento, debole produttività, alti livelli di debito e dinamiche inflazionistiche ancora persistenti. Nonostante l'emergere di segnali positivi di disinflazione e politiche monetarie relativamente più accomodanti rispetto al 2023, permangono significative incertezze geopolitiche e macroeconomiche a livello globale.

Con una crescita attesa del 2,7% del PIL, l'economia statunitense ha superato le aspettative nel 2024, trainata da una robusta spesa dei consumatori e da una ripresa degli investimenti pubblici e privati. Tuttavia, nella parte finale dell'anno sono emersi segnali di rallentamento, principalmente a causa di un indebolimento del mercato del lavoro e di una moderazione della fiducia dei consumatori. La crescita salariale ha mostrato un rallentamento rispetto agli anni precedenti, mentre la spesa delle famiglie è diminuita, influenzata dalla contrazione del reddito disponibile e dall'esaurimento dei risparmi accumulati durante la pandemia.

Nell'Eurozona, il PIL è atteso in crescita dello 0,7% nel 2024, in miglioramento rispetto allo 0,4% registrato nel 2023. Tuttavia, l'economia dell'area ha continuato a evidenziare una debolezza strutturale, caratterizzata da consumi anemici, investimenti privati contenuti e una flessione dell'attività industriale. Quest'ultima è stata particolarmente penalizzata dall'impatto dei prezzi elevati dell'energia e dalla debolezza della domanda interna. Sebbene i consumi privati siano aumentati a partire dalla seconda metà del 2023, la ripresa è stata rallentata da una fiducia dei consumatori ancora fragile. L'inflazione nell'Eurozona, scesa temporaneamente a settembre al di sotto dell'obiettivo del 2% della Banca Centrale Europea, ha subíto un nuovo rialzo nell'ultimo trimestre dell'anno, facendo registrare una media annuale del 2,4%.

Nel 2024, l'economia italiana ha registrato una crescita sostenuta nel primo semestre, seguita però da un rallentamento nei due trimestri successivi, con un incremento del PIL stimato allo 0,5% su base annua. Sebbene i consumi privati abbiano mostrato dinamiche positive, il rallentamento degli investimenti privati e la debolezza del settore industriale hanno pesato sull'andamento complessivo. In controtendenza, il mercato del lavoro si è mantenuto particolarmente solido, mentre l'inflazione ha registrato un significativo raffreddamento, attestandosi all'1,1% su base annua. Questo sviluppo ha contribuito a sostenere il reddito reale disponibile delle famiglie, migliorando parzialmente il contesto economico.

L'economia spagnola ha mostrato una maggiore resilienza rispetto alla media dell'Eurozona, con una crescita attesa del PIL stimata al 3,0% nel 2024. Tale risultato è stato sostenuto principalmente da una solida dinamica dei consumi privati e da un mercato del lavoro in miglioramento, che ha favorito la spesa interna. Tuttavia, il settore industriale ha risentito del rallentamento della domanda esterna, mentre il turismo, pur in crescita, ha mostrato segnali di saturazione rispetto agli anni precedenti. Il livello generale dei prezzi ha mostrato ancora persistenti pressioni inflazionistiche, registrando una crescita del 2,9% su base annua.

Nel 2024, l'America Latina ha mostrato una crescita economica moderata e un rallentamento dell'inflazione, con variazioni tra i diversi Paesi.

In Brasile il tasso di crescita atteso del PIL è del 3,3% su base annua, superando le aspettative rispetto al 2,9% registrato nel 2023. Nonostante le inondazioni di aprile in varie aree del Paese, la crescita è stata sostenuta da una robusta domanda interna (consumi e investimenti) e da una politica fiscale accomodante. Nel 2024, l'inflazione è leggermente diminuita, registrando un tasso medio annuo del 4,4% rispetto al 4,6% del 2023. Tuttavia, nel secondo semestre si è assistito a una ripresa dei prezzi che ha portato la banca centrale a rialzare i tassi.

In Cile la crescita economica attesa è del 2,3% su base annua, rispetto allo 0,3% del 2023, grazie alla ripresa degli investimenti e all'aumento delle esportazioni minerarie. Il tasso di inflazione medio annuo è sceso al 4,3% nel 2024, avvicinandosi all'obiettivo del 3,0% stabilito dalla banca centrale e permettendo una riduzione graduale dei tassi di interesse.

In Colombia l'inflazione è scesa al 6,6% su base annua nel 2024 dall'11,8% del 2023. Il PIL è atteso in crescita dell'1,8%, rispetto allo 0,6% del 2023, grazie alla ripresa degli investimenti e al miglioramento dei consumi.

In Argentina, nel 2024 il Governo ha avviato un piano di stabilizzazione economica con tagli alla spesa pubblica e deregolamentazioni, con l'obiettivo prioritario di contenere l'inflazione. Dopo un picco dei prezzi nel primo trimestre, l'inflazione ha iniziato a diminuire, raggiungendo un aumento medio annuo del 236,8%. Tuttavia, le politiche di austerità hanno determinato una contrazione del PIL stimata intorno al 3,0% su base annua.

Inflazione

%	2024	2023	2024-2023
Italia	**1,1**	**6,0**	**-4,9**
Spagna	2,9	3,4	-0,5
Argentina	236,8	127,9	108,9
Brasile	4,4	4,6	-0,2
Cile	4,3	7,7	-3,4
Colombia	6,6	11,8	-5,2
Stati Uniti	3,0	4,1	-1,1
Canada	2,4	3,9	-1,5

PIL

%	2024	2023
Italia	**0,5**	**0,8**
Spagna	3,0	2,7
Argentina	-3,0	-1,6
Brasile	3,3	2,9
Cile	2,3	0,3
Colombia	1,8	0,6
Stati Uniti	2,7	2,9
Canada	1,3	1,2

	2024	2023	2024-2023
Euro/Dollaro statunitense	1,08	1,08	-
Dollaro statunitense/Peso argentino	915,44	295,62	67,71%
Dollaro statunitense/Real brasiliano	5,39	4,99	7,42%
Dollaro statunitense/Peso cileno	944,10	840,40	10,98%
Dollaro statunitense/Peso colombiano	4.074,16	4.320,20	-6,04%

Andamenti dei mercati energetici e delle materie prime

Principali indicatori di mercato

Nel 2024, il mercato del gas TTF europeo ha subíto variazioni significative nei prezzi, influenzate da diversi eventi chiave.
Il 2024 ha visto un mercato del gas fortemente influenzato da tensioni geopolitiche, condizioni climatiche e dinamiche della domanda globale. Nel primo trimestre, interruzioni nei terminali GNL statunitensi e attacchi russi allo stoccaggio ucraino hanno sostenuto i prezzi, nonostante una domanda debole grazie a temperature miti e miglioramenti nell'efficienza energetica.
Nel secondo trimestre, la ripresa della domanda asiatica ha ridotto le forniture di GNL verso l'Europa, spingendo i prezzi sopra i 35 €/MWh a giugno. L'offerta europea è calata del 9,1% rispetto al 2023, ma l'aumento delle forniture dalla Norvegia ha parzialmente compensato il deficit.
Nel terzo trimestre, i prezzi hanno toccato i 39 €/MWh ad agosto, con una forte volatilità causata da eventi geopolitici e possibili interruzioni lato offerta. Tuttavia, la domanda complessivamente debole (-3,0% rispetto al 2023) e livelli di riempimento degli stoccaggi elevati (95,2% a ottobre) hanno contribuito a contenere ulteriori rialzi, mantenendo i prezzi tra 25 e 35 €/MWh per buona parte del trimestre.

Nel quarto trimestre, il mercato ha registrato un'inversione di tendenza con un aumento significativo dei prezzi a novembre e dicembre. La maggiore domanda stagionale, unita a una diminuzione dei flussi algerini e al calo delle importazioni di GNL, ha spinto il TTF oltre i 40 €/MWh verso la fine dell'anno. Nonostante livelli di stoccaggio ancora elevati, la combinazione di fattori stagionali e geopolitici ha riportato pressione sul mercato, chiudendo l'anno in uno scenario di alta volatilità. Rispetto al 2023, il prezzo del carbone ha registrato una diminuzione dell'11,8%, con una media di 112 $/t. La riduzione dei prezzi del gas ha contribuito a rendere meno conveniente la generazione a carbone, disincentivandone il consumo. Inoltre, la crescita delle energie rinnovabili ha continuato a ridurre la domanda di carbone per la generazione elettrica. La diminuzione della domanda di carbone è stata ulteriormente accentuata dalle politiche ambientali più stringenti adottate da vari Paesi europei, che hanno imposto limiti più severi alle emissioni di CO_2. La chiusura di diverse centrali a carbone in Germania e nel Regno Unito ha ulteriormente ridotto la domanda di questa commodity.

Il prezzo del petrolio Brent ha visto una leggera diminuzione del 2,4% rispetto all'anno precedente, con una media di 80 $/bbl. Dopo una ripresa nella seconda metà dell'anno, i prezzi sono scesi nuovamente nell'ultimo trimestre. La domanda mondiale di petrolio è aumentata di quasi 1 milione di barili al giorno rispetto al 2023, sostenuta dai Paesi non OCSE come l'India, mentre l'offerta è rimasta stabile. Tuttavia, l'aumento della produzione di petrolio di scisto negli Stati Uniti ha contribuito a mantenere i prezzi sotto controllo. Inoltre, i tagli alla produzione da parte dell'OPEC+ non sono stati sufficienti a compensare l'aumento dell'offerta da parte dei produttori non OPEC, contribuendo alla stabilità dei prezzi.

	2024	2023	2024-2023
Prezzo medio del greggio ICE Brent ($/bbl)	80	82	-2,4%
Prezzo medio del carbone ($/t CIF ARA)(1)	112	127	-11,8%
Prezzo medio del gas (€/MWh)(2)	35	41	-14,6%
Prezzo medio CO_2 (€/t)	65	84	-22,6%
Prezzo medio del rame ($/t)	9.148	8.484	7,8%
Prezzo medio dell'alluminio ($/t)	2.421	2.252	7,5%
Carbonato di litio ($/t)	12.530	36.628	-65,8%
Polisilicio ($/t)	6.681	15.592	-57,2%

(1) Indice API#2.
(2) TTF.

Il prezzo della CO_2 ha subíto una riduzione significativa (-22,6%) rispetto al 2023, con una media di 65 €/t. Questo calo è stato influenzato dalle tensioni geopolitiche legate alla crisi ucraina, che hanno portato a una riduzione della domanda di permessi di emissione. Inoltre, l'aumento dell'uso di energie rinnovabili ha ridotto la necessità di permessi, contribuendo ulteriormente alla diminuzione dei prezzi. La riduzione delle emissioni industriali in Europa, dovuta a una minore attività economica, ha ulteriormente ridotto la domanda. Per quanto riguarda i metalli, il prezzo del rame è aumentato del 7,8%, raggiungendo una media di 9.148 $/t. Questo incremento è stato sostenuto dalla domanda crescente per le tecnologie legate alla transizione energetica, come i veicoli elettrici e le infrastrutture per le energie rinnovabili, e dalle preoccupazioni per le interruzioni dell'offerta dovute a scioperi e problemi logistici in importanti Paesi produttori come il Cile e il Perù. Il prezzo dell'alluminio ha visto un incremento del 7,5%, con una media di 2.421 $/t. La domanda di alluminio è stata sostenuta dalla ripresa delle attività industriali e dalla crescente domanda per le applicazioni nelle energie rinnovabili, come i pannelli solari e le turbine eoliche. Inoltre, le restrizioni sull'offerta in Cina, dovute a politiche ambientali più severe, hanno contribuito a mantenere i prezzi elevati.

Il litio ha registrato un calo drastico del 65,8% del prezzo, con una media di 12.530 $/t. Questo calo è stato causato da una domanda di batterie inferiore alle attese e da una forte espansione dell'offerta, sia interna cinese, sia da Australia e Sud America. La sovrapproduzione di litio ha portato a un eccesso di offerta sul mercato, causando una significativa riduzione dei prezzi. Il prezzo del polisilicio ha visto una diminuzione del 57,2%, con una media di 6.681 $/t. La riduzione dei prezzi è stata influenzata dalla continua espansione della capacità produttiva con una domanda per i pannelli fotovoltaici inferiori alle aspettative che hanno determinato un mercato in forte sovracapacità e prezzi in calo continuo.

La domanda di energia elettrica[1]

TWh	2024	2023	2024-2023
Italia	**312,3**	**305,6**	**2,2%**
Spagna[2]	246,6	245,0	0,7%
Argentina	146,8	147,6	-0,5%
Brasile	762,5	716,3	6,5%
Cile	85,5	83,7	2,1%
Colombia	82,1	80,0	2,6%

(1) Al lordo delle perdite di rete.
(2) Dato nazionale.
Fonte: elaborazioni Enel su dati TSO. I valori sono la migliore stima disponibile alla data di pubblicazione e potrebbero essere soggetti a revisioni da parte dei TSO nei prossimi mesi.

Nel 2024, la domanda elettrica in Italia è aumentata del 2,2% rispetto al 2023, raggiungendo 312,3 TWh. Questo incremento è stato principalmente trainato da temperature superiori alla media nei mesi estivi e dalla ripresa dell'attività economica con un aumento dei consumi nel settore dei servizi. Meno marcata la crescita della domanda elettrica in Spagna, con un aumento dello 0,7% nel 2024, grazie in particolare alla crescita dell'attività economica.

Nel 2024, la domanda elettrica in America Latina ha registrato dinamiche diversificate. In Brasile, l'aumento del 6,5% è stato trainato dalle alte temperature causate dal fenomeno climatico El Niño, che hanno incrementato i consumi residenziali e commerciali, oltre che dalla crescita economica e dall'apertura del mercato libero dell'energia. In Colombia, la domanda è cresciuta del 2,6%, sostenuta da una crescita economica stabile e da un incremento dei consumi nei settori residenziale e commerciale. In Cile, l'aumento del 2,1% è stato favorito dalla ripresa economica e da un'espansione della produzione da fonti rinnovabili, in particolare solare ed eolico. In controtendenza, l'Argentina ha registrato un calo dello 0,5%, dovuto alla crisi economica che ha ridotto i consumi industriali e residenziali.

I prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 2024 (€/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 2024-2023	Prezzo medio peakload 2024 (€/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 2024-2023
Italia	**108,4**	**-15%**	**116,5**	**-15%**
Spagna	62,9	-28%	56,5	-32%

Rispetto al 2023, i prezzi dell'energia elettrica in Italia e Spagna sono diminuiti nel 2024, a causa del calo dei prezzi medi delle commodity energetiche.

In Italia, la forte diminuzione del prezzo del gas nella prima metà dell'anno, congiuntamente a una crescente produzione da fonti rinnovabili, ha portato il prezzo dell'energia a diminuire del 15% rispetto all'anno precedente. Ancora più marcata la diminuzione registrata in Spagna (-28%), grazie in particolare alla forte produzione rinnovabile registrata nei primi mesi del 2024.

Andamento dei prezzi nei principali mercati

Centesimi di euro/kWh	2024	2023	2024-2023
Mercato finale (residenziale)[1]			
Italia	0,2451	0,2898	-15,4%
Spagna	0,1841	0,2117	-13,0%
Mercato finale (industriale)[2]			
Italia	0,1515	0,1901	-20,3%
Spagna	0,1217	0,1496	-18,6%

(1) Prezzo annuale al netto imposte - consumo annuo compreso tra 2.500 kWh e 5.000 kWh.
(2) Prezzo annuale al netto imposte - consumo annuo compreso tra 70.000 MWh e 150.000 MWh.
Fonte: Eurostat. I dati 2023 sono in corso di definizione e pertanto potrebbero subire delle variazioni.

I mercati del gas naturale

Domanda di gas naturale

Miliardi di m^3	2024	2023	2024-2023	
Italia	**60,9**	**60,7**	**0,2**	**0,3%**
Spagna	26,2	28,5	(2,3)	-8,1%

Il consumo di gas nel 2024 in Italia è rimasto praticamente invariato rispetto al 2023 arrestando il trend discendente degli anni precedenti, mentre si registra una marcata contrazione in Spagna (-8,1%). La maggiore produzione di elettricità da fonti rinnovabili e la produzione industriale ancora al di sotto dei livelli pre-crisi sono alla base di questo andamento nei due Paesi, con l'Italia leggermente avanti rispetto alla Spagna in termini di ripresa dei consumi.

Miliardi di m^3	2024	2023	2024-2023	
Reti di distribuzione	27,2	26,7	0,5	1,9%
Industria	11,6	11,5	0,1	0,9%
Termoelettrico	20,8	21,2	(0,4)	-1,9%
Altro[1]	1,3	1,3	-	-
Totale	**60,9**	**60,7**	**0,2**	**0,3%**

(1) Include altri consumi e perdite.
Fonte: elaborazioni Enel su dati del Ministero dello Sviluppo Economico e di Snam Rete Gas.

Analizzando il consumo settoriale in Italia, si osserva un andamento diverso nei vari settori; in particolare, si registra una contrazione nel termoelettrico (-1,9%), principalmente dovuta alla sostituzione della generazione a gas con quella rinnovabile. In ripresa i settori industriali (+0.9%) e delle reti di distribuzione (+1,9%).

Il contesto della transizione energetica e competitivo

Il contesto attuale e l'evoluzione del processo di transizione energetica sono contraddistinti da elementi di forte volatilità e incertezza, amplificati dalle crescenti tensioni geopolitiche. La transizione energetica ha registrato finora progressi significativi e nei prossimi anni è prevista un'ulteriore crescita. Secondo i recenti dati IEA[7], le politiche annunciate, se implementate, potrebbero consentire di raggiungere l'obiettivo di

7. IEA, 2024, World Energy Outlook. Nello scenario Announced Pledges la capacità rinnovabile globale raggiunge 10,9 TW.

triplicare a livello globale la capacità rinnovabile entro il 2030, concordato nella COP28 sui cambiamenti climatici di Dubai del 2023[8]. Allo stesso tempo, l'evoluzione del contesto globale, alla luce delle tensioni geopolitiche, fa sì che i temi di sicurezza energetica e competitività industriale vengano posti al centro delle strategie energetiche dei Paesi.

Il 2024 ha segnato l'anno con le temperature più alte di sempre, superando la soglia di +1,5 °C rispetto ai livelli preindustriali. Questo picco rappresenta un chiaro segnale non solo dell'emergere di nuove sfide in termini di adattamento, ma anche della crescente urgenza di accelerare la transizione energetica. Per evitare impatti irreversibili e mantenere il percorso verso gli obiettivi dell'Accordo di Parigi, è fondamentale intensificare gli sforzi nella decarbonizzazione del sistema energetico.

L'elettricità avrà un ruolo centrale nella transizione energetica, con un tasso di elettrificazione in crescita fino al 30% al 2030[9], spinto dall'elettrificazione degli utilizzi industriali e domestici, dall'aumento della mobilità elettrica e dal maggior consumo energetico legato allo sviluppo dei data center.

Tuttavia, permangono ancora differenze a livello locale nel progresso verso gli obiettivi climatici che ogni Paese si è posto. Queste disparità sono attribuibili principalmente alla mancanza di misure implementative adeguate, che richiedono un rapido incremento nello sviluppo delle rinnovabili e del tasso di elettrificazione dei consumi.

Inoltre, anche se si assiste a una convergenza di istanze su sicurezza energetica, accessibilità e sostenibilità, che porta nella stessa direzione, ovvero verso un'accelerazione del processo di clean electrification, la transizione energetica sta procedendo su un percorso non omogeneo e scarsamente coordinato ("disorderly transition"[10]). In alcune geografie la velocità della transizione non è in linea con le aspettative, come dimostrano, per esempio, le vendite di auto elettriche e pompe di calore in Europa, che non hanno ancora un impatto significativo sulla domanda elettrica. Inoltre, in alcuni Paesi i recenti cambi governativi, i conflitti regionali e dispute commerciali internazionali alimentano rischi di rallentamenti e deviazioni degli obiettivi della transizione energetica, a causa di agende politiche ed economiche di breve termine non in linea con gli obiettivi climatici.

Le utility integrate hanno dimostrato una notevole resilienza rispetto al contesto economico, geopolitico e di mercato, beneficiando della progressiva normalizzazione dei prezzi delle commodity e del bilanciamento strategico delle attività lungo la filiera. Sono state quindi in grado di adattarsi più efficacemente alle fluttuazioni di mercato e ai cambiamenti normativi, consolidando la fiducia degli investitori. Inoltre, le utility hanno posto maggiore focus sulle reti nei piani di sviluppo con lo scopo di accrescere gli asset regolati, considerati una fonte stabile di redditività. Tale approccio è stato premiato sul mercato dei capitali, che riconosce agli asset regolati una maggiore prevedibilità dei flussi di cassa rispetto alla generazione rinnovabile, spesso soggetta a oscillazioni dovute a condizioni climatiche e dinamiche di mercato. Le reti elettriche si confermano un elemento chiave per la transizione energetica, rappresentando sia un pilastro della sicurezza energetica, sia l'abilitatore dei processi di elettrificazione e aumento di generazione rinnovabile.

Inoltre, l'ingresso di nuovi operatori e l'evoluzione dei mercati energetici stanno incrementando la competizione nei comparti della generazione e della commercializzazione dell'energia elettrica. Sebbene questo scenario competitivo rappresenti una sfida, offre anche nuove opportunità per sviluppare business innovativi, identificare aree di valore emergenti e creare sinergie. La digitalizzazione delle reti e l'intelligenza artificiale stanno accelerando l'innovazione e aprendo nuovi spazi di crescita, come per lo sviluppo di data center.

Questi sviluppi tecnologici non solo rafforzano la capacità delle utility di rispondere in modo proattivo alle esigenze dei consumatori, ma le posizionano al centro di un sistema energetico sempre più integrato, sostenibile e orientato al futuro. Inoltre, rappresentano un'opportunità per consolidare il ruolo delle utility come leader e facilitatori della transizione energetica, grazie alla loro capacità di coniugare investimenti strategici, innovazione e sostenibilità.

8. Obiettivo: 11 TW al 2030 vs 3,6 TW al 2022.
9. IEA, 2024, World Energy Outlook, Net Zero Emissions Scenario.
10. Secondo la definizione del Network for Greening the Financial System, 2022, "Scenarios for central banks and supervisors".

La strategia del Gruppo

ESRS SBM-1 – Strategia, modello aziendale e catena del valore

ESRS SBM-3 – Impatti, rischi e opportunità rilevanti e la loro interazione con la strategia e il modello aziendale

ESRS E1-3 – Azioni e risorse relative alle politiche di adattamento

Il Piano Strategico

Nei prossimi anni l'energia elettrica continuerà a svolgere un ruolo di primaria importanza nella transizione energetica, con un aumento dei consumi guidato dall'elettrificazione. In questo contesto, si prevede che le rinnovabili crescano ulteriormente e che i sistemi elettrici continuino ad avere bisogno di tecnologie baseload e di flessibilità per soddisfare la domanda in tutte le ore del giorno e ridurre la volatilità dei prezzi. Le reti di distribuzione continueranno a svolgere il ruolo di abilitatore della transizione energetica e richiederanno maggiori investimenti per accogliere la crescente capacità da fonti rinnovabili, oltre che garantire una maggiore resilienza agli eventi meteorologici estremi, che sono sempre più frequenti e intensi. In questo scenario, sarà necessario definire nuovi assetti dei mercati elettrici e quadri regolatori adeguati per remunerare gli investimenti e sostenere la crescita delle rinnovabili e delle reti.



Il Piano Strategico 2025-2027

Nel Piano Strategico 2025-2027, il Gruppo conferma il proprio focus su tre pilastri:

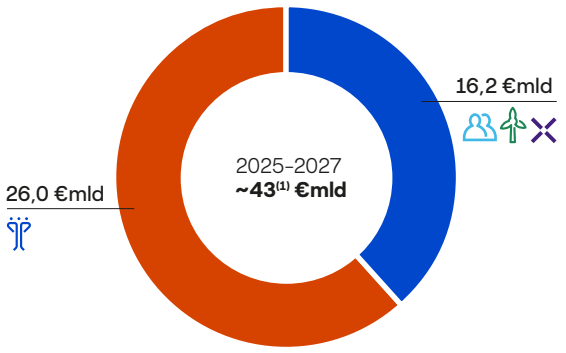
- redditività, flessibilità e resilienza, per creare valore attraverso una selettiva allocazione del capitale che ottimizzi il profilo di rischio/rendimento, mantenendo al contempo un approccio flessibile;
- efficienza ed efficacia, con una continua ottimizzazione di processi, attività e portafoglio di offerte, rafforzando la generazione di cassa e sviluppando soluzioni innovative per incrementare il valore degli asset esistenti;
- sostenibilità finanziaria e ambientale, per mantenere una struttura solida, assicurare la flessibilità necessaria alla crescita e affrontare le sfide del cambiamento climatico.

Redditività, flessibilità e resilienza

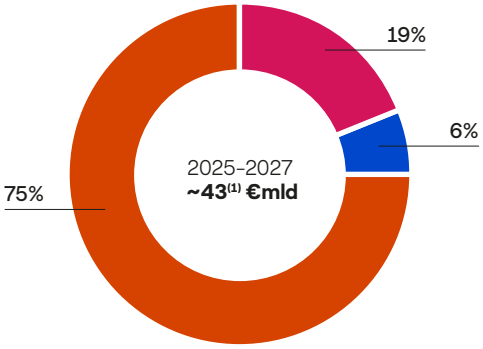
Tra il 2025 e il 2027 il Gruppo ha pianificato investimenti totali lordi pari a circa 43 miliardi di euro, in aumento di circa 7 miliardi di euro rispetto al precedente Piano Strategico, allocati tra le geografie in proporzione al relativo contributo all'EBITDA.
Le principali aree di investimento saranno quindi:

- l'Europa, con circa il 75% degli investimenti totali lordi;
- l'America Latina e il Nord America, con circa il 25% degli investimenti totali lordi.

INVESTIMENTI TOTALI LORDI (€MLD)



+40% vs piano precedente



+1 p.p. vs piano precedente

Europa | America Latina | Nord America

(1) La suddivisione non include la voce "Altro".

Si prevede che oltre l'80% degli investimenti del Gruppo nel periodo 2025-2027 sia in linea con i criteri della tassonomia dell'UE, in virtù del loro sostanziale contributo alla mitigazione del cambiamento climatico. Inoltre, il 90% degli investimenti lordi previsti nel Piano Strategico 2025-2027 è in linea con gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG). In particolare, gli investimenti in rinnovabili e retail power rientrano nell'SDG 7 ("Energia accessibile e pulita"), gli investimenti nella rete di distribuzione rientrano nell'ambito dell'SDG 9 ("Imprese, innovazione e infrastrutture") e gli investimenti nella divisione Enel X Global Retail riguardano l'SDG 11 ("Città e comunità sostenibili"), e tutti sono funzionali all'SDG 13 ("Lotta contro il cambiamento climatico"). Sono esclusi, quindi, gli investimenti nella generazione convenzionale (anche quelli di manutenzione) e nel gas retail.

Reti

Nel Piano 2025-2027 gli investimenti lordi nelle Reti si prevedono pari a circa 26 miliardi di euro, in crescita del 40% rispetto al precedente Piano. È previsto che circa il 78% degli investimenti totali nelle Reti sarà allocato in Italia e Spagna, Paesi caratterizzati da quadri regolatori favorevoli a incentivare gli investimenti, e circa il 22% sarà allocato in America Latina. In particolare, il Gruppo prevede di investire:

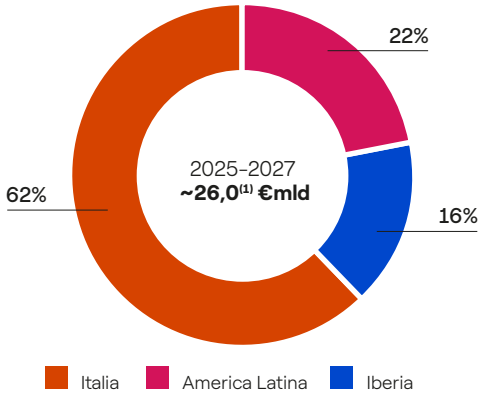
- in Italia, oltre 16 miliardi di euro;
- in Iberia, circa 4 miliardi di euro;
- in America Latina, quasi 6 miliardi di euro.

Si prevede che l'incremento degli investimenti nelle Reti porti la Regulated Asset Base (RAB) del Gruppo a circa 52 miliardi di euro nel 2027.

Grazie a questi investimenti, si prevede che le reti elettriche del Gruppo saranno più resilienti, digitalizzate ed efficienti. Inoltre, il Gruppo proseguirà con impegno l'attività di advocacy per favorire quadri regolatori che supportino il ruolo centrale svolto dalle reti nella transizione energetica.

Per effetto degli investimenti destinati alle Reti, si prevede che queste contribuiranno per circa il 40% all'EBITDA ordinario di Gruppo nel 2027.

INVESTIMENTI LORDI



(1) La suddivisione non include la voce "Altro".

Business Integrati[11]

Nel Piano 2025-2027 gli investimenti lordi nei Business Integrati si prevedono pari a oltre 16 miliardi di euro.

Nelle Rinnovabili si prevede di investire circa 12 miliardi di euro, con un'allocazione del capitale flessibile e un approccio selettivo volto a massimizzare i rendimenti e ridurre al minimo i rischi, cogliendo anche opportunità brownfield con l'obiettivo di migliorare ulteriormente la redditività.

Si prevede di aggiungere circa 12 GW, con un miglioramento mix tecnologico che prevede oltre il 70% di eolico onshore e tecnologie programmabili (idroelettrico e batterie), raggiungendo un totale di capacità rinnovabile installata di circa 76 GW nel 2027.

La produzione totale di energia rinnovabile del Gruppo aumenterà di oltre il 15% nel periodo di Piano su tutte le geografie, principalmente in Europa e negli Stati Uniti, che contribuiranno per circa il 55% alla produzione totale di energia rinnovabile del Gruppo nel 2027.

Gli investimenti lordi nelle Rinnovabili, da un punto di vista geografico, saranno allocati:

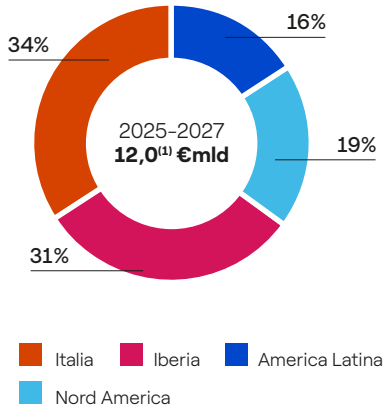
- per circa il 65% in Europa (di cui circa il 34% in Italia e circa il 31% in Iberia), dove si ritiene che i nuovi quadri normativi supporteranno i piani di decarbonizzazione;
- per circa il 35% in America Latina e Nord America.

In merito al processo di decarbonizzazione in corso, il Piano Strategico 2025-2027 prevede di eliminare gradualmente gli investimenti in nuovi asset ad alta intensità di carbonio – già prossimi allo zero – fino al completo annullamento nel 2027. In particolare, il Gruppo prevede di investire circa il 4% degli investimenti lordi nel triennio 2025-2027 in generazione convenzionale e trading, dedicati in gran parte al mantenimento degli impianti esistenti, mentre gli investimenti per lo sviluppo di nuovi impianti saranno sostanzialmente limitati alla conversione da carbone a CCGT della centrale di Fusina, il cui completamento è previsto nel 2025.

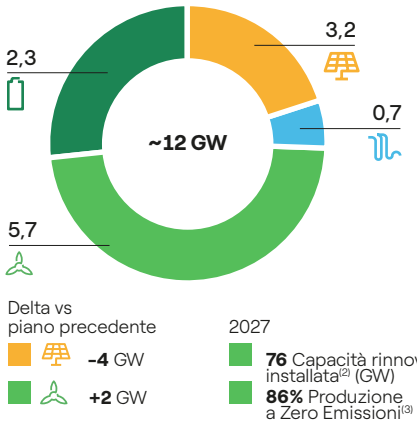
Nel Piano 2025-2027 gli investimenti lordi nel segmento Clienti saranno pari a circa 2,7 miliardi di euro, di cui circa l'85% nei Paesi in cui il Gruppo ha una presenza integrata, offrendo un portafoglio di soluzioni bundled con energia, prodotti e servizi. Il Gruppo prevede di aumentare la propria base clienti nel mercato libero dell'elettricità in Italia e Spagna a oltre 19 milioni nel 2027.

11. I Business Integrati includono i risultati della generazione di energia elettrica (Enel Green Power, Generazione Termoelettrica e Trading) e della vendita di energia elettrica e servizi (Mercati finali). I dati operativi relativi alla Generazione includono il perimetro "gestito".

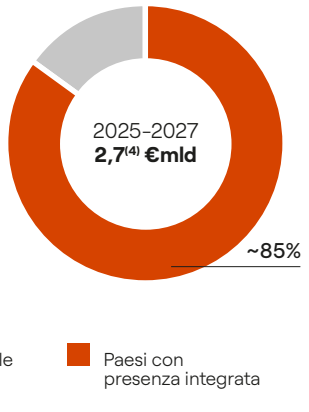
INVESTIMENTI LORDI NELLE RINNOVABILI



CAPACITÀ ADDIZIONALE



INVESTIMENTI LORDI NEL SEGMENTO CLIENTI



(1) Non include la voce "Altro" e 0,4 miliardi di euro di equity injection.
(2) Include capacità gestita e BESS.
(3) Include produzione rinnovabile gestita e nucleare.
(4) La suddivisione non include la voce "Altro".

EBITDA ordinario di Gruppo

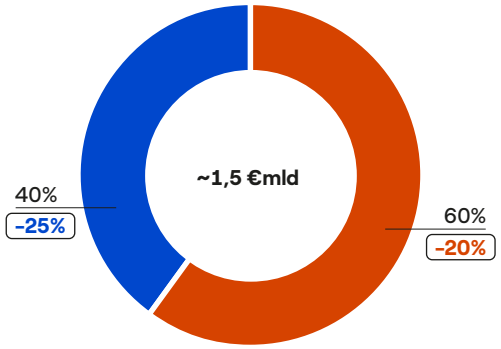
Si prevede che l'EBITDA ordinario di Gruppo cumulato nel periodo di Piano supererà i 70 miliardi di euro, di cui circa il 90% (circa 64 miliardi di euro) deriverà da attività regolate o contrattualizzate, riducendo i rischi e migliorando la visibilità sui risultati futuri. Nello specifico, si prevedono:

- circa 27 miliardi di euro riferiti al business delle reti;
- circa 4 miliardi di euro relativi alla generazione di elettricità coperta da schemi regolatori di lungo termine;
- circa 23 miliardi di euro riferiti a generazione contrattualizzata o coperta tramite Power Purchase Agreement (PPA) principalmente in America Latina e in Nord America;
- circa 10 miliardi di euro relativi ai clienti finali con volumi venduti a prezzi fissi.

Efficienza ed efficacia

Nel 2027, il Gruppo prevede di ottenere efficienze pari a circa 1,5 miliardi di euro rispetto alla baseline 2022, aumentando l'obiettivo di circa 500 milioni di euro rispetto al Piano precedente, continuando l'ottimizzazione di processi e l'internalizzazione di attività esterne.
Inoltre, efficienze e creazione di valore potranno essere ottenute anche attraverso l'innovazione e nuovi modelli di business per valorizzare asset esistenti e nuovi, nonché per generare valore nel settore in forte crescita dei data center, per cui si prevedono soluzioni ottimizzate di connessione alla rete e offerte integrate di energia rinnovabile. I relativi potenziali benefici economici non sono inclusi nel Piano 2025-2027.

EFFICIENZE(1)



(1) In termini reali 2022.

Sostenibilità finanziaria e ambientale

L'equilibrio finanziario continuerà a guidare la strategia del Gruppo. Grazie alla generazione di cassa operativa e al completamento del piano di dismissioni rimodulato lo scorso anno, il Gruppo ha conseguito il suo obiettivo di rafforzamento della struttura finanziaria e patrimoniale, con un rapporto indebitamento finanziario netto/EBITDA atteso a circa 2,4x a fine 2024, rispetto a

3,1x nel 2022, un livello molto inferiore a valore medio dei peer (3,1x). La solidità finanziaria raggiunta offre al Gruppo la flessibilità necessaria per cogliere le opportunità di mercato, finanziare le proprie ambizioni di crescita (come, per esempio, nel caso dell'acquisizione degli asset idroelettrici in Spagna nel 2024) e massimizzare la remunerazione degli azionisti. Al termine del periodo di Piano, si prevede che il rapporto indebitamento finanziario netto/EBITDA si attesterà a circa 2,5x, mantenendosi al di sotto della media di settore.
Inoltre, anche grazie alla minore esposizione nei confronti delle geografie "non core" e al ricorso strutturale alla finanza sostenibile, si prevede che il costo complessivo dell'indebitamento lordo diminuirà fino al 3,9% nel 2027.
Si prevede che nel 2027 le fonti di finanza sostenibile rappresenteranno circa il 75% dell'indebitamento lordo totale, con un incremento di 5 punti percentuali rispetto all'obiettivo del Piano precedente. Per maggiori approfondimenti si rimanda al paragrafo "Finanza sustainability-linked".

ESRS2 SBM-1 – Strategia, modello aziendale e catena del valore

Sul fronte della sostenibilità ambientale, il Gruppo intende proseguire con la riduzione delle proprie emissioni dirette e indirette di gas a effetto serra, in linea con l'Accordo di Parigi e con lo scenario di 1,5 °C, come certificato dalla Science Based Targets initiative (SBTi). Nello specifico, il Gruppo conferma l'obiettivo di chiudere tutti i rimanenti impianti a carbone entro il 2027, previa autorizzazione delle autorità competenti. Per quanto riguarda la riconversione degli impianti a carbone, il Gruppo valuterà le migliori tecnologie disponibili, sulla base delle esigenze indicate dai gestori delle reti di trasmissione. Il Gruppo conferma la sua ambizione di raggiungere zero emissioni in tutti gli Scope entro il 2040. Il modello di business mira ad affrontare sinergicamente il cambiamento climatico promuovendo la protezione e la conservazione della natura attraverso la definizione di target specifici e confermando l'impegno relativo alla protezione della biodiversità.
Inoltre, lungo questo percorso, il Gruppo continuerà a salvaguardare il tessuto socio-economico attraverso il proprio piano di Just Transition, lavorando in maniera integrata sia sulla dimensione ambientale sia su quella sociale. Le categorie maggiormente impattate dalla transizione energetica sono le persone, le comunità, i fornitori e i clienti. Il Gruppo dedica un'attenzione costante alle persone, anche grazie all'impegno rivolto al rispetto dei diritti umani. Su tale punto si rimanda al paragrafo "L'impegno pubblico di Enel: Politica sui Diritti Umani".
Massima attenzione inoltre viene posta alla tutela della salute e della sicurezza delle persone del Gruppo e dei fornitori, una responsabilità condivisa a ogni livello e un impegno costante con l'obiettivo di evitare incidenti e alzare il livello di attenzione in ogni situazione.
Alla base di tutte le attività del Gruppo vi è un solido assetto di governance, in grado di garantire agli stakeholder l'applicazione di un insieme di princípi di trasparenza, correttezza e integrità a supporto del modello di business di Enel e della modalità in cui è applicato quotidianamente.
Enel, quindi, elabora un Piano di Sostenibilità per rispondere alle tematiche ESG definendo obiettivi di breve, medio e lungo termine al fine di rendere trasparente e verificabile l'impegno del Gruppo e contribuire al raggiungimento dei 17 Obiettivi di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite.

Obiettivi finanziari

Si prevede che l'EBITDA ordinario del Gruppo aumenti a un valore compreso tra 24,1 e 24,5 miliardi di euro nel 2027, con un CAGR (Compound Average Growth Rate) di circa il 7%, rispetto ai 17,3 miliardi di euro del 2022.
Si prevede che l'utile netto ordinario del Gruppo aumenti a un valore compreso tra 7,1 e 7,5 miliardi di euro nel 2027, con un CAGR di circa l'11%, rispetto ai 4,3 miliardi di euro del 2022.

Remunerazione degli azionisti

La visibilità sui risultati finanziari di Gruppo del 2024 consente di proporre alla prossima Assemblea degli azionisti di Enel la distribuzione di un dividendo complessivo pari a 0,47 euro per azione, superiore al dividendo per azione ("DPS", Dividend Per Share) fisso minimo di 0,43 euro indicato nel precedente Piano.

Nel periodo 2025-2027, si prevede che la realizzazione delle azioni strategiche si traduca in rendimenti visibili e altamente prevedibili; di conseguenza, è stata rivista al rialzo la politica dei dividendi con un nuovo DPS fisso minimo annuo pari a 0,46 euro e un potenziale ulteriore incremento fino a un payout del 70% sull'utile netto ordinario del Gruppo. Rispetto alla precedente politica dei dividendi, è stato inoltre rimosso il vincolo del raggiungimento della neutralità dei flussi di cassa.

Obiettivi finanziari

Crescita dell'utile	**2025**	**2027**
EBITDA ordinario (€mld)	22,9-23,1	24,1-24,5
Utile netto ordinario (€mld)	6,7-6,9	7,1-7,5
Creazione di valore		
DPS (€/azione)	0,46[1]	0,46[1]
	Aumento del DPS fino a un payout del 70% sull'utile netto ordinario	

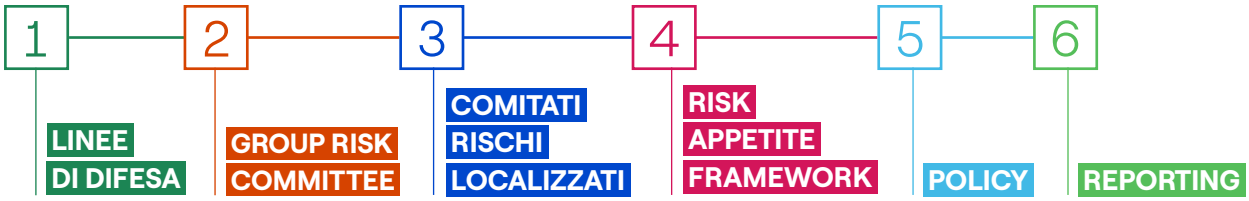
(1) DPS minimo.

Il modello di risk governance del Gruppo Enel

Il Gruppo Enel, nello svolgimento della propria attività industriale e commerciale, è esposto a rischi che potrebbero influenzare i risultati economici e finanziari se non efficacemente monitorati, gestiti e mitigati.
A tal riguardo, in coerenza con l'architettura del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi (SCIGR) adottato da Enel, il Gruppo si è dotato anche di un modello di risk governance basato su alcuni "pilastri" di seguito descritti, nonché di una tassonomia omogenea dei rischi (c.d. "risk catalogue") che ne agevola la gestione e la rappresentazione organica.

I "pilastri" della risk governance

Enel ha adottato un framework di riferimento in materia di risk governance che viene declinato in maniera puntuale mediante specifici presídi di gestione, monitoraggio, controllo e reporting per ciascuna delle categorie di rischio individuate. Il modello di risk governance del Gruppo è in linea con le migliori pratiche nazionali e internazionali di gestione dei rischi e si fonda sui seguenti pilastri:



1. **Linee di difesa.** Il Gruppo adotta presídi strutturati su tre linee di difesa per le attività di gestione, monitoraggio e controllo dei rischi, nel rispetto della segregazione dei ruoli nei principali perimetri in relazione ai rischi rilevanti.
2. **Group Risk Committee.** A tale organo, istituito a livello manageriale e presieduto dall'Amministratore Delegato, spettano le attività di indirizzo strategico e di supervisione della gestione dei rischi attraverso:
   - l'analisi delle principali esposizioni e i principali temi di rischio del Gruppo;
   - l'adozione di specifiche policy di rischio applicabili alle società del Gruppo, al fine di individuare i ruoli e le responsabilità per i processi di gestione, monitoraggio e controllo dei rischi, nel rispetto del principio della separazione organizzativa fra le strutture preposte alla gestione e quelle responsabili del monitoraggio e del controllo dei rischi;
   - l'approvazione di specifici limiti operativi, autorizzandone, laddove necessario e opportuno, deroghe operative a fronte di specifiche circostanze o esigenze;
   - la definizione di strategie di risposta al rischio.

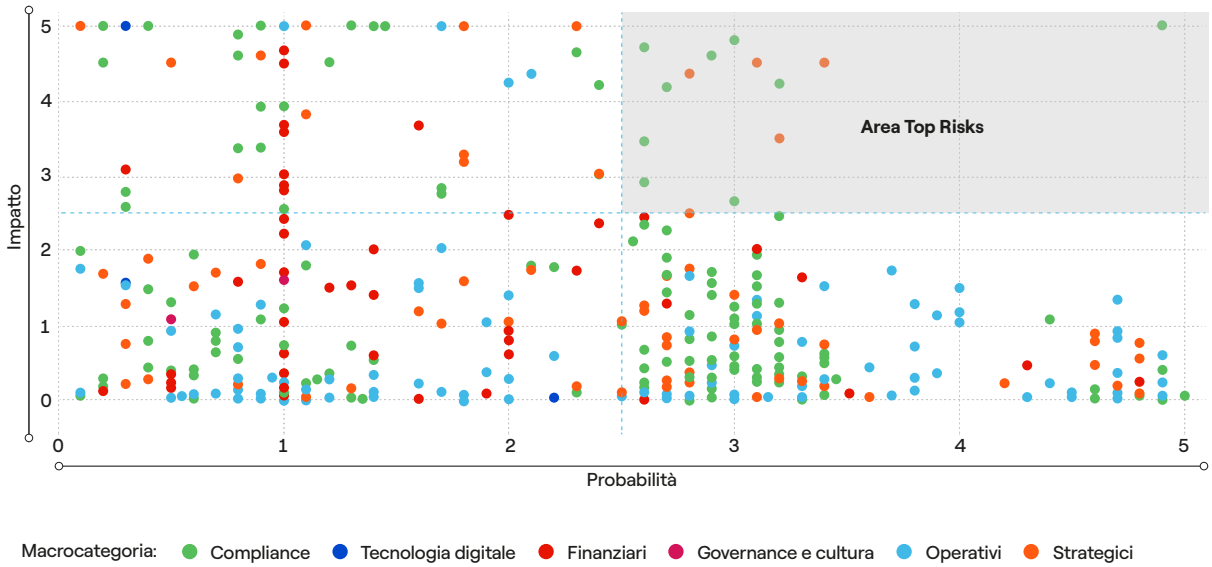
   Il Group Risk Committee si riunisce generalmente quattro volte l'anno e può essere altresì convocato, laddove se ne ravvisi la necessità, dall'Amministratore Delegato e dal responsabile dell'unità "Risk Control", collocata all'interno della Funzione "Administration, Finance and Control".
3. **Comitati rischi localizzati.** La presenza di specifici comitati rischi locali, articolati secondo le principali linee globali di business e aree geografiche del Gruppo e presieduti dai rispettivi responsabili apicali, garantisce un adeguato presidio sui rischi maggiormente caratterizzanti a livello locale. Il coordinamento di tali comitati con il Group Risk Committee facilita l'opportuna condivisione con il top manage-

ment del Gruppo delle informazioni e delle strategie di mitigazione delle esposizioni più rilevanti, nonché l'attuazione a livello locale degli indirizzi e delle strategie definite a livello di Gruppo.

4. **Risk Appetite Framework (RAF).** Il Risk Appetite Framework costituisce il quadro di riferimento per la determinazione della propensione al rischio ed è un sistema integrato e formalizzato di elementi che consentono la definizione e l'applicazione di un approccio univoco alla gestione, misurazione e controllo di ciascun rischio. Il RAF è sintetizzato nel Risk Appetite Statement, documento che descrive in maniera sinottica le strategie di rischio identificate e gli indicatori e/o limiti applicabili a ciascun rischio.
5. **Policy.** L'allocazione delle responsabilità, i meccanismi di coordinamento e le principali attività di controllo sono rappresentate in specifiche policy e documenti organizzativi definiti secondo specifici iter approvativi che coinvolgono le strutture aziendali direttamente interessate.
6. **Reporting.** Appositi e regolari flussi informativi su esposizioni e metriche di rischio, declinati a livello di Gruppo e di singole Linee di Business Globali o geografie, consentono al top management e agli organi sociali di Enel di avere una visione integrata delle principali esposizioni al rischio del Gruppo, sia attuali sia prospettiche.

Il Gruppo, in base alla risk governance e in base alle norme internazionali del Risk Management ISO 31000:2018, monitora costantemente i rischi grazie a un processo supportato da uno strumento di data visualization (e-Risk Landscape©). Tale sistema raccoglie e organizza i contributi provenienti dalle diverse geografie e delle Linee di Business di Gruppo categorizzandole in base alla definizione del risk catalogue adottato dal Gruppo. Il processo di monitoraggio e controllo prevede l'assegnazione di metriche basate sulla probabilità di occorrenza degli eventi di rischio (likelihood) e sulla dimensione di potenziale impatto economico-finanziario, fornendo al top management del Gruppo una vista dinamicamente aggiornata del profilo di rischio del Gruppo e delle azioni di gestione e mitigazione. Tali dimensioni, modulate tramite griglie rappresentative, danno indicazione sul livello dei singoli rischi.

Il Gruppo Enel nel 2024 ha monitorato un set di quasi 400 rischi di cui 14 identificati come Top Risks (con valore di probabilità superiore alla media e potenziali impatti economici rilevanti), prevalentemente identificati come rischi e/o incertezze regolatorie e legali/fiscali.

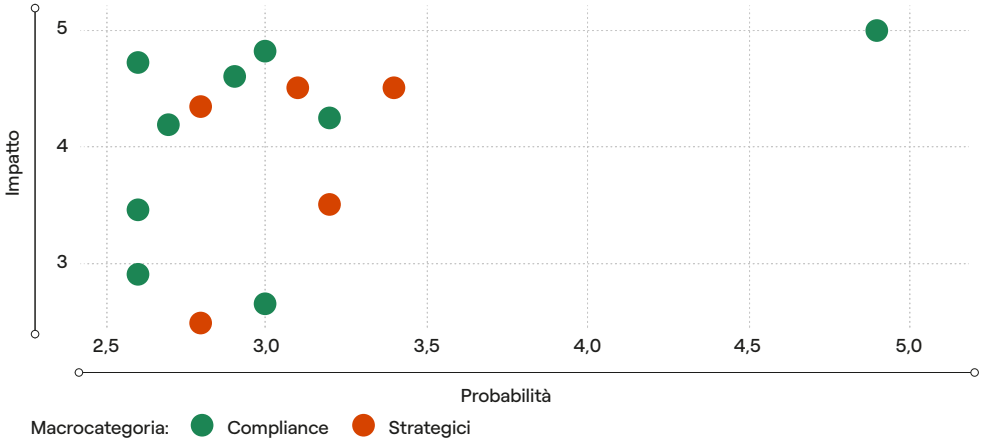


Il Risk Landscape Enel Group® permette di selezionare e visualizzare i Top Risks che si focalizzano su un livello di rischiosità da medio ad alto (quindi, escludendo gli eventi poco probabili e/o con un basso impatto).

In aggiunta, è possibile procedere ad una selezione multidimensionale:

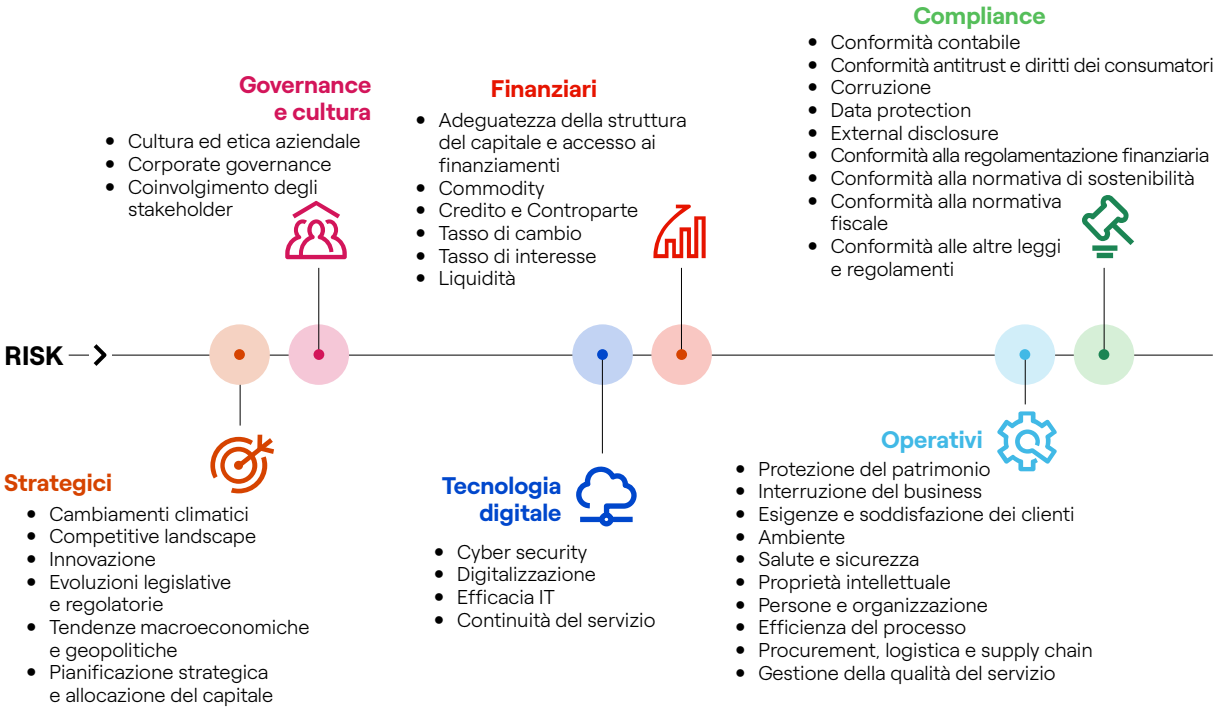
- per categoria;
- per Paese/Legal Entity;
- per Linea di Business.

Relativamente ai rischi Top identificati ed esaminati per il periodo di piano di riferimento, si vede la maggiore concentrazione di rischi strategici (5), in particolar modo rischi legislativo-regolatori, e di compliance (9), in particolar modo rischi di contenzioso fiscale o di conformità alle altre leggi e regolamenti.



Il "risk catalogue" di Gruppo

Enel si è dotata di un risk catalogue che rappresenta il punto di riferimento a livello di Gruppo e per tutte le strutture aziendali coinvolte nei processi di gestione e di monitoraggio dei rischi. L'adozione di un linguaggio comune agevola la mappatura e la rappresentazione organica dei rischi all'interno del Gruppo, permettendo così l'identificazione delle principali tipologie di rischio che influiscono sui processi aziendali e dei ruoli delle unità organizzative coinvolte nella loro gestione. Nell'ambito del suddetto risk catalogue, le tipologie di rischio sono raggruppate in macrocategorie, che comprendono, come di seguito rappresentato, i rischi strategici, finanziari e operativi, i rischi di (non) compliance, i rischi legati alla governance e alla cultura nonché alla tecnologia digitale. Di seguito la classificazione dei rischi attualmente individuati e classificati all'interno delle diverse macrocategorie.



Rischi strategici

Questa sezione è dedicata alla disclosure sui seguenti rischi strategici:

- Cambiamenti climatici
- Panorama competitivo
- Evoluzioni legislative e regolatorie
- Tendenze macroeconomiche e geopolitiche

Cambiamenti climatici

I cambiamenti climatici e la transizione energetica influenzano le attività del Gruppo, con effetti sulla pianificazione strategica, industriale e sugli investimenti. Il Gruppo sviluppa scenari a breve, medio e lungo termine relativi a transizione energetica e cambiamento climatico.
Vengono identificati i rischi e le opportunità relative all'evoluzione di tali scenari, per esempio in relazione alle dinamiche tecnologiche e di mercato, ai cambiamenti delle normative, nonché ai fenomeni fisici, come gli effetti degli eventi climatici acuti e cronici sugli asset e sulla value chain. Per un'analisi dei rischi connessi al cambiamento climatico, si rimanda al capitolo "Impatti, rischi e opportunità legati al cambiamento climatico" della sezione "Cambiamenti climatici".

Panorama competitivo

L'analisi del panorama competitivo è uno degli elementi significativi dell'analisi del contesto in cui il Gruppo opera e definisce le sue ambizioni di business.
I rischi legati alle tendenze evolutive del mercato vengono mitigati anche dal monitoraggio periodico delle performance comparate a livello industriale e finanziario dei competitor. L'attività di assessment è svolta mediante un framework finalizzato a (i) identificare i competitor e i peer più rilevanti, (ii) analizzarne risultati, i principali driver di business, gli obiettivi strategici e industriali, (iii) comprenderne il posizionamento attuale e prospettico.
Il processo di identificazione delle aziende di riferimento è periodicamente aggiornato per garantire tempestività nella raccolta di informazioni, KPI ed elementi segnaletici utili alle attività di posizionamento e pianificazione strategica del Gruppo.
In particolare, l'assessment comparato dei piani strategici e industriali dei competitor è particolarmente rilevante per valutare potenziali rischi derivanti da possibili mutamenti del contesto competitivo e, soprattutto, fornire elementi di benchmark economico e industriale per contribuire a migliorare le performance del Gruppo.

Evoluzioni legislative e regolatorie

Il Gruppo si trova a operare in mercati regolamentati e il cambiamento delle regole di funzionamento dei vari sistemi, nonché le prescrizioni e gli obblighi che li caratterizzano, influiscono sull'andamento della gestione e dei risultati del Gruppo.

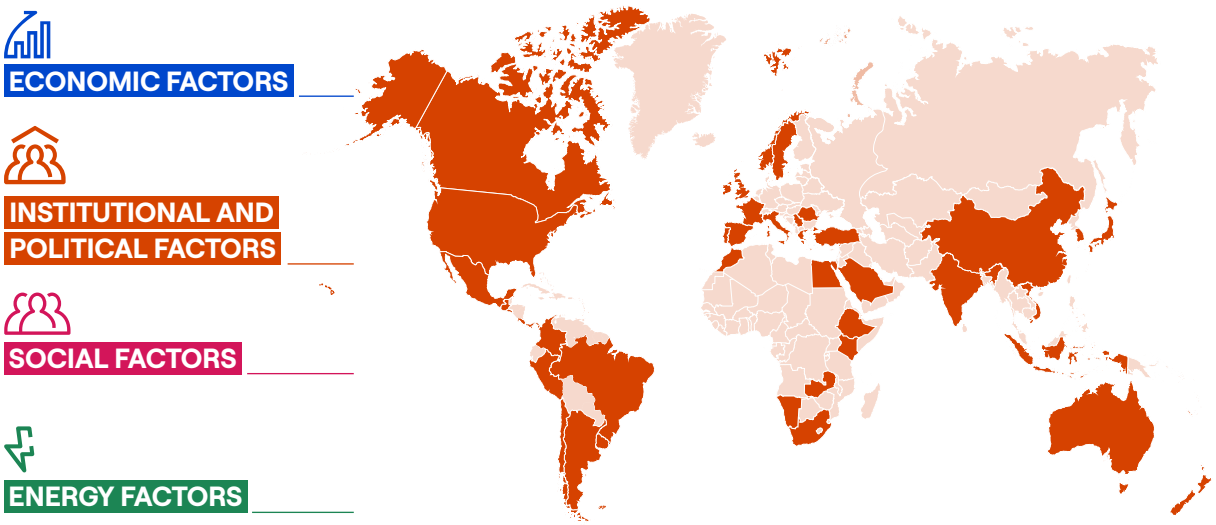
In questo senso le evoluzioni legislative e regolamentari vengono costantemente monitorate, come per esempio:

- i processi di revisione periodica della regolazione in ambito distribuzione;
- i processi di liberalizzazione dei mercati elettrici, con particolare attenzione alle aspettative di evoluzione in Sud America;
- le evoluzioni sui meccanismi di capacity payment in ambito produzione;
- gli interventi regolatori atti a calmierare l'impatto dello scenario dei prezzi.

A fronte dei rischi che possono derivare da tali evoluzioni, si è operato per intensificare i rapporti con gli organismi di governo e regolazione locali adottando un approccio di trasparenza, collaborazione e proattività nell'affrontare e rimuovere le fonti di instabilità dell'assetto legislativo e regolamentare.

Tendenze macroeconomiche e geopolitiche

La forte internazionalizzazione del Gruppo sottopone Enel all'obbligo di considerare e valutare il cosiddetto "rischio Paese", consistente nei rischi di natura macroeconomica e finanziaria, istituzionale e sociale e di quelli associati al settore energetico, il cui verificarsi potrebbe determinare un significativo effetto negativo tanto sui flussi reddituali quanto sul valore degli asset aziendali. Enel, a tal proposito, si è dotata di un modello di valutazione quantitativa di Open Country Risk capace di monitorare puntualmente la rischiosità dei Paesi all'interno del proprio perimetro.
Il modello di Open Country Risk ambisce nel superare la definizione più convenzionale di rischio Paese focalizzata sulla capacità di un Governo di ripagare il proprio debito emesso, a offrire una visione più ampia dei fattori di rischio che possono impattare un Paese. Nello specifico, il modello si articola in quattro componenti di rischio: fattori economici, istituzionali e politici, sociali, ed energetici.



Open Country Risk è un modello quantitativo che estende la definizione più convenzionale di "rischio Paese" definita nella letteratura esistente fornendo un'analisi più completa dei rischi inglobando fattori economici, finanziari, politici, ed energetici.

Il modello di Open Country Risk mira a misurare la resilienza economica dei Paesi, valutando l'equilibrio verso l'esterno, l'efficacia delle politiche interne, la vulnerabilità bancaria e corporativa, la crescita economica e l'impatto degli eventi climatici estremi (economic factors). Include anche la robustezza delle istituzioni, il contesto politico (institutional and political factors), i fenomeni sociali e i diritti umani (social factors), e l'efficacia del sistema energetico nel contesto della transizione energetica (energy factors). Nello specifico, l'analisi del processo di transizione energetica include valutazioni previsionali sulle azioni dei Paesi, considerando il peso delle rinnovabili, l'elettrificazione e la sostenibilità del sistema energetico, elementi fondamentali per stimare crescita e attrattività nel medio-lungo termine.

Rischi finanziari

Nell'esercizio della sua attività, Enel è esposta a diversi rischi di natura finanziaria che, se non opportunamente mitigati, possono direttamente influenzarne il risultato. In linea con il catalogo dei rischi del Gruppo, i rischi inclusi nella categoria in oggetto sono i seguenti:

- Commodity
- Credito e Controparte
- Tasso di cambio
- Tasso di interesse
- Liquidità

Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi (SCIGR), prevede la definizione di policy che identificano i ruoli e le responsabilità per i processi di gestione, monitoraggio e controllo dei rischi nel rispetto del principio della separazione organizzativa fra le strutture preposte alla gestione e quelle responsabili del monitoraggio e del controllo dei rischi.

La governance dei rischi finanziari prevede, inoltre, la definizione di un sistema di limiti operativi, a livello di Gruppo e di singole Regioni e Paesi, per ogni rischio, periodicamente monitorati dalle unità deputate al controllo dei rischi. Il sistema dei limiti operativi costituisce per il Gruppo un supporto alle decisioni finalizzato al raggiungimento degli obiettivi.

Commodity

Enel opera sui mercati energetici e per questa sua attività è esposta al rischio di subire perdite economiche o finanziarie a causa di movimenti sfavorevoli dei prezzi delle commodity energetiche (rischio di prezzo), oppure per variazioni di volume come la fluttuazione della domanda o l'indisponibilità delle materie prime (rischio di volume). Per la gestione del rischio prezzo, il Gruppo ha sviluppato una strategia di stabilizzazione dei margini, con contrattualizzazione anticipata fisica o finanziaria, sia di ricavi sia di costi, mediante per esempio l'utilizzo di strumenti finanziari derivati, vendite ai clienti finali o approvvigionamento dei combustibili. Per mitigare il rischio di interruzione delle forniture di combustibili e materie prime, il Gruppo ha sviluppato una strategia di diversificazione delle fonti di approvvigionamento ricorrendo a fornitori dislocati in differenti aree geografiche.

La risk governance di Enel prevede la formalizzazione di limiti di rischio, basata su processi di misurazione e controllo, e consente di mitigare l'impatto sui margini delle variazioni impreviste dei prezzi di mercato e, al contempo, garantisce un adeguato livello di flessibilità per cogliere opportunità di mercato.

Credito e Controparte

Le operazioni commerciali su commodity e di natura finanziaria espongono il Gruppo al rischio di credito e controparte, ovvero all'eventualità che un peggioramento del merito creditizio delle controparti o l'inadempimento degli obblighi contrattuali di pagamento portino il Gruppo a subire perdite economiche o danni reputazionali.

Rischio di tasso di cambio

In ragione della diversificazione geografica, dell'accesso ai mercati internazionali per l'emissione di strumenti di debito e dell'operatività sulle commodity, le società del Gruppo sono esposte al rischio che variazioni dei tassi di cambio tra la divisa di conto e le altre divise generino variazioni inattese delle grandezze economiche e patrimoniali.
I possibili impatti del rischio cambio si riflettono su:

- costi e ricavi denominati in valuta estera rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo o è stata presa la decisione di investimento (rischio economico);
- rivalutazioni o adeguamenti al fair value di attività e passività finanziarie sensibili al tasso di cambio (rischio di transazione);
- il consolidamento delle società controllate aventi valute contabili diverse (rischio di conversione).

Tasso di interesse

Il Gruppo è esposto al rischio che variazioni del livello dei tassi di interesse comportino variazioni inattese degli oneri finanziari netti o del valore di attività e passività finanziarie valutate al fair value. L'esposizione al rischio di tasso di interesse deriva principalmente dalla variabilità delle condizioni di finanziamento, in caso di accensione di un nuovo debito, e dalla variabilità dei flussi di cassa relativi agli interessi prodotti dalla porzione di debito a tasso variabile. Il controllo del rischio attraverso specifici processi, indicatori di rischio e limiti operativi consente di contenere i possibili impatti finanziari avversi e, al contempo, di ottimizzare la struttura del debito con un adeguato grado di flessibilità.

Liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che il Gruppo, pur essendo solvibile, non sia in grado di far fronte tempestivamente ai propri impegni, che sia in grado di farlo solo a condizioni economiche sfavorevoli, o che sia in presenza di vincoli al disinvestimento di attività con conseguenti minusvalenze, a causa di situazioni di tensione o crisi sistemica (per esempio, credit crunch, crisi del debito sovrano ecc.) o della mutata percezione della sua rischiosità da parte del mercato.
Per un maggiore approfondimento sulla gestione dei rischi finanziari si rimanda alla nota 47 "Risk management" del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2024.

Tecnologia digitale

I rischi rappresentati in questa sezione sono i seguenti:



- Cyber security
- Digitalizzazione
- Efficacia IT
- Continuità del servizio

Cyber security

Per presidiare il rischio cyber, il Gruppo ha definito il modello operativo di Cyber Security e il relativo Framework di processi. Nello specifico, il modello operativo definisce ruoli e responsabilità per l'implementazione dei processi del Framework, prevedendo un'unità *ad hoc*, la cui responsabilità è affidata al CISO (Responsabile Cyber Security) e integrata a matrice anche verso le aree di business del Gruppo. In aggiunta, il Gruppo ha disegnato e adottato un Framework di processi olistici volto alla gestione delle tematiche di cyber security, trasversalmente applicabile ai settori IT (Information Technology), OT (Operational Technology) e IoT (Internet of Things). Il Framework definisce un modello di governance basato sull'impegno del top management, sulla direzione strategica globale e sul coinvolgimento di tutte le aree di business nonché delle unità impegnate nel disegno e nell'implementazione dei sistemi IT, OT e IoT, costituendosi solida base per la piena fusione di tecnologie, processi e persone. Il Framework si basa su due princípi essenziali, ossia il "risk-based approach" e la "cyber security by design". Il primo stabilisce che la valutazione del rischio sia il prerequisito per le decisioni strategiche e per lo sviluppo e il mantenimento sicuro di tutti gli asset dell'organizzazione aziendale; il secondo garantisce l'adozione dei princípi di cyber security sin dall'inizio e durante l'intero ciclo di vita delle soluzioni, servizi e infrastrutture in tutti gli ambiti, ovvero IT, OT e IoT. Nell'ambito dell'applicazione del Framework, è stata definita la metodologia di gestione del rischio cyber, anch'essa applicabile a tutti gli ambienti IT, OT e IoT, che racchiude le fasi necessarie per effettuare l'analisi dei rischi e definire il relativo piano di mitigazione, in coerenza con gli obiettivi di cyber security stabiliti. Per bilanciare i vantaggi ottenuti dall'operatività e dall'uso dei sistemi IT/OT/IoT con il rischio che da questi può potenzialmente derivare, sono infatti fondamentali decisioni ben informate che siano basate sul rischio.

Enel ha, inoltre, creato il proprio Cyber Emergency Readiness Team (CERT), al fine di rispondere e gestire in modo proattivo eventuali incidenti di sicurezza informatica. Per misurare i possibili impatti del rischio cyber in termini economico-finanziari, Enel ha sviluppato la metodologia Cyber Value-at-Risk ("Cyber V@R Enel Group©"), in fase di evoluzione, per calcolare il Value-at-Risk in diversi scenari di attacco.

Digitalizzazione, efficacia IT e continuità del servizio

Il Gruppo sta effettuando una completa trasformazione digitale della gestione dell'intera catena del valore dell'energia, sviluppando nuovi modelli di business e digitalizzando i suoi processi aziendali, integrando i sistemi e adottando nuove tecnologie. Una conseguenza di tale trasformazione digitale è che il Gruppo è via via sempre più esposto a rischi legati al funzionamento dei sistemi IT (Information Technology) integrati in tutta l'Azienda, con impatti sui processi e le attività operative, che potrebbero condurre all'esposizione dei sistemi IT e OT a interruzioni del servizio o a perdite di dati.

Il presidio di tali rischi è garantito da una serie di misure interne sviluppate dal Gruppo allo scopo di guidare la trasformazione digitale. In particolare, è stato predisposto un sistema di controllo interno che, introducendo punti di controllo lungo tutta la catena del valore dell'Information Technology, consente di evitare il concretizzarsi di rischi relativi ad aspetti quali la realizzazione di servizi non aderenti alle esigenze del business, la mancanza di adozione di adeguate misure di sicurezza e le interruzioni di servizio. Il sistema di controllo interno presidia sia le attività svolte internamente sia quelle affidate a collaboratori e provider esterni. Enel sta inoltre promuovendo la diffusione di cultura e competenze digitali all'interno del Gruppo, al fine di guidare con successo la trasformazione digitale e minimizzare i rischi associati.

In particolare, per quanto riguarda l'intelligenza artificiale, il Gruppo ha sviluppato, e sta continuando a perfezionare, strumenti di governance che rafforzino le evoluzioni dei processi e le attività inerenti al controllo e monitoraggio dei rischi dei sistemi AI in uso in azienda. A tal fine è stata sviluppata una tassonomia specifica che clusterizza le potenziali aree di impatto e gli elementi di rischiosità che le compongono ("Enel Group AI Taxonomy©").

Rischi operativi

I rischi rappresentati in questa sezione sono i seguenti:

- Ambiente
- Salute e sicurezza
- Persone e organizzazione
- Procurement, logistica e supply chain

Ambiente

Nel corso degli ultimi anni, si è sviluppata una crescente consapevolezza all'interno della società riguardo ai rischi derivanti da modelli di sviluppo che comportano impatti sull'ambiente e sugli ecosistemi, con un'enfasi particolare sul riscaldamento globale e il sempre maggiore sfruttamento e degrado delle risorse idriche. Questi impatti hanno portato a una maggiore preoccupazione per la qualità dell'ambiente e per la salute degli ecosistemi, con una consapevolezza crescente dei rischi associati. L'analisi dei rischi ambientali connessi alle attività di Enel è stata condotta mediante un approccio integrato e multifunzionale, basato sui risultati dell'analisi di materialità per impatti e dipendenze. La valutazione ha permesso di identificare i principali rischi operativi, economico-finanziari, sociali e ambientali associati alle diverse attività e tecnologie, tra i quali il rischio legato alla trasformazione degli ecosistemi e alla perdita di biodiversità, il depauperamento delle risorse naturali, incluso il rischio legato alla scarsità idrica, e l'inquinamento delle matrici ambientali sia per le emissioni inquinanti sia per la gestione sostenibile dei rifiuti.
Oltre ai rischi operativi sono stati valutati anche i rischi reputazionali e transizionali, conseguenti a possibili modifiche del quadro normativo, tecnologico o di mercato, e le opportunità associate.
Enel si impegna nella prevenzione e minimizzazione degli impatti e dei rischi ambientali con l'adozione di Sistemi di Gestione Ambientale certificati ai sensi della ISO 14001 nel Gruppo che garantiscono la presenza di politiche e procedure strutturate per l'identificazione e la gestione dei rischi e delle opportunità ambientali. Un piano di controlli strutturato abbinato ad azioni e obiettivi di miglioramento ispirati alle migliori pratiche ambientali mitiga il rischio di impatti sulla matrice ambientale e conseguentemente di danni reputazionali e di contenziosi legali. Per un'analisi dei rischi connessi all'ambiente e delle azioni di mitigazione individuate, si rimanda al capitolo "Informazioni ambientali – Biodiversità ed ecosistemi" della sezione "Rendicontazione di Sostenibilità".

Salute e sicurezza

Generare una cultura della sicurezza forte e sostenibile, condivisa da tutti i membri dell'organizzazione è un obiettivo strategico. Per questo, Enel si impegna a definire e implementare processi, condizioni e ambienti di lavoro sempre più salutari e sicuri per i propri dipendenti, per le imprese che collaborano con essa, per i propri clienti e per le comunità terze con cui si interfaccia quotidianamente, promuovendo il continuo rafforzamento della cultura sulla sicurezza anche attraverso percorsi formativi dedicati.

I principali rischi per la salute e la sicurezza ai quali è esposto il personale di Enel e delle imprese appaltatrici sono da ricondursi allo svolgimento delle attività operative presso i siti e gli asset del Gruppo. Questi rischi possono variare, o addirittura cambiare, a seconda delle tendenze economiche e sociali, nonché dell'introduzione della digitalizzazione nei processi e nelle attività operative. Un'altra tipologia di rischi connessi alla salute e sicurezza è costituita da quelli dovuti al non rispetto delle leggi, dei regolamenti e delle normative vigenti che hanno un impatto sulla salute e sulla sicurezza delle persone, e che possono portare a sanzioni amministrative o giudiziarie, e quindi a impatti economico-finanziari e reputazionali nei confronti del Gruppo Enel.

Per questo motivo, ogni Linea di Business del Gruppo è dotata di un proprio Sistema di Gestione della Salute e della Sicurezza conforme allo standard internazionale UNI ISO 45001. Il Sistema di Gestione si basa sull'identificazione dei pericoli, sulla valutazione qualitativa e quantitativa dei rischi, compresi quelli economico-finanziari e reputazionali, sulla pianificazione e attuazione delle misure di prevenzione e protezione, sulla verifica dell'efficacia di tali misure e sulle eventuali azioni correttive, con applicazione anche nei rigorosi processi di selezione e gestione degli appaltatori. Questi sistemi permettono di garantire la compliance normativa, di verificare l'efficacia dei processi e delle relative azioni rimediali in ottica di miglioramento continuo e, infine, di assicurare la diffusione e disseminazione di un approccio "risk based" oltre che di una robusta cultura organizzativa e individuale sui temi più generali in materia di salute e sicurezza. Il documento cardine di questi sistemi è la Politica sulla Salute e Sicurezza del Gruppo, condivisa con il Consiglio di Amministrazione e sottoscritta dall'Amministratore Delegato, che descrive i princípi guida, gli obiettivi strategici, l'approccio e le direttrici e priorità di azione per il continuo miglioramento delle prestazioni in materia di salute e sicurezza sul lavoro.

Dal punto di vista operativo, i rischi per la salute e sicurezza vengono valutati in maniera specifica in ciascun sito o asset aziendale sulla base delle attività che vengono svolte dai lavoratori e delle condizioni dei luoghi di lavoro e ambientali esterne. Tale valutazione permette di individuare misure di prevenzione e protezione per la sicurezza sul luogo di lavoro e di pianificarne l'attuazione, il miglioramento e il controllo al fine di verificarne l'efficacia e l'efficienza.
In aggiunta alla valutazione dei rischi preventivi, Enel ha sviluppato un processo strutturato di ispezioni in campo finalizzato al monitoraggio continuo dei comportamenti, al rispetto delle procedure e dei metodi di lavoro e di conseguenza alla corretta gestione dei rischi per la salute e sicurezza sul lavoro sia del personale interno sia degli appaltatori. Tale processo, gestito sia da personale interno sia da imprese certificate, permette l'individuazione di situazioni a rischio (non conformità) e dei relativi piani contenenti le azioni di rimedio, tra cui anche corsi di formazione, coaching e diffusione della cultura della sicurezza.

Per quanto concerne nello specifico le imprese appaltatrici, l'approccio di Enel è di considerarle come partner con i quali condividere i princípi cardine della salute e sicurezza per i propri lavoratori, che vengono quindi considerati alla pari di dipendenti interni nell'applicazione di tali princípi e nell'attenzione verso le tematiche di salute e sicurezza sul lavoro.

Pertanto, la sicurezza è integrata nei processi di appalto e le performance delle imprese sono monitorate sia in fase preventiva, tramite il sistema di qualificazione, sia in fase di esecuzione del contratto, attraverso numerosi processi di controllo e strumenti come il Contractor Assessment (analisi sull'organizzazione, i processi e i metodi di lavoro eseguite sulle imprese appaltatrici in fase di qualifica oppure nei casi in cui emergano criticità o basso punteggio nella valutazione degli indicatori) o gli Evaluation Group (incontri periodici interfunzionali, distribuiti in tutte le Linee di Business Globali e le geografie, che consentono di valutare le performance di sicurezza dei fornitori e decidere azioni di consequence management).
Oltre agli aspetti procedurali e operativi, un altro driver importante nella corretta gestione dei rischi per la salute e sicurezza è legato alle attività di formazione, sensibilizzazione e informazione delle persone. Per favorire l'accrescimento delle competenze tecniche e della cultura della sicurezza, supportando i processi di cambiamento e rispondendo in modo tempestivo alle necessità che emergono dal business, il Gruppo Enel si è dotato di uno strutturato processo di gestione della formazione, che mira a trasformare le conoscenze in competenze e quindi in comportamenti.

Inoltre, Enel favorisce il processo di informazione e sensibilizzazione del personale, in maniera sistematica, attraverso diversi canali aziendali quali news sulla intranet, mail informative, newsletter e magazine, realizzando periodicamente survey per raccogliere i feedback dei colleghi sul miglioramento dei processi o iniziative di comunicazione volte a sensibilizzare tutti i lavoratori sull'osservanza delle procedure di sicurezza e a ritagliare alcuni momenti di riflessione collettiva sulle dinamiche e le cause che hanno prodotto infortuni gravi o fatali.
Infine, Enel è anche impegnata costantemente in momenti di confronto esterni con le aziende top player internazionali, operanti nel settore energetico e non solo, attraverso la partecipazione a tavoli interaziendali definiti per condividere, in ottica di miglioramento continuo, le migliori prassi in materia di salute e sicurezza, in termini sia di processi operativi sia di iniziative innovative.

Persone e organizzazione

Le profonde trasformazioni sociali, economiche, demografiche e culturali che stiamo vivendo, dalla transizione energetica ai processi di digitalizzazione e innovazione tecnologica, e la rapida diffusione dell'intelligenza artificiale, incidono profondamente anche sul mondo del lavoro, rinnovandone i paradigmi, imponendo importanti cambiamenti di carattere culturale e organizzativo, che richiedono nuovi profili e competenze professionali.

Per affrontare il cambiamento è indispensabile agire in maniera inclusiva, mettendo al centro la Persona nella sua dimensione sociale e lavorativa, con strumenti adeguati ad affrontare questa trasformazione epocale.
Le organizzazioni sono chiamate sempre più a orientarsi verso nuovi modelli di lavoro e di business agili, flessibili e sostenibili lungo l'intera catena del valore; è altresì fondamentale l'adozione di politiche di valorizzazione delle diversità e dei talenti di ciascuno, nella consapevolezza che il contributo del singolo rappresenta un tassello essenziale per la creazione di valore diffuso e condiviso.

Centralità della persona, ascolto costante, condivisione, potenziamento dell'imprenditorialità dei singoli, coinvolgimento, sono alcune delle parole chiave che guidano il nostro modo di lavorare e di vivere l'Azienda.

Grazie a un'organizzazione sempre più efficiente e snella assumono un ruolo fondamentale, per l'attuazione della strategia industriale del Gruppo, la gestione del capitale umano e la centralità delle persone, in quanto fattore abilitante cui sono legati specifici obiettivi, tra cui i principali sono: lo sviluppo costante di capacità e competenze attraverso la promozione di programmi di reskilling e upskilling per le nostre persone; la realizzazione di modelli di valutazione dell'ambiente lavorativo e delle performance; la diffusione e rigorosa valutazione degli effetti in tutti i Paesi di presenza del Gruppo della politica di diversità e inclusione, nonché di una cultura organizzativa inclusiva fondata sui princípi di non discriminazione e pari opportunità, driver fondamentali per attrarre e mantenere talenti.

Il Gruppo è impegnato nel potenziamento della resilienza e della flessibilità dei modelli organizzativi attraverso la semplificazione ed evoluzione del modello organizzativo con una costante attenzione al disegno di una chiara accountability tra gli attori coinvolti e un sistema procedurale con una governance e un controllo globale, digitalizzazione dei processi e un approccio data driven.

Tutto ciò al fine di abilitare autonomia e responsabilità di singoli e team rafforzando i processi di people empowerment e favorendo l'approccio imprenditoriale che valorizzi i talenti, le attitudini e le aspirazioni delle persone. La modalità di lavoro ibrido e la promozione della mobilità interna, così come il ricorso a modelli organizzativi innovativi e flessibili, sono strumenti volti proprio a sostenere questa evoluzione della cultura organizzativa in chiave di fiducia, innovazione, proattività, rispetto e flessibilità.

Procurement, logistica e supply chain

I processi di acquisto del Global Procurement e i relativi documenti di governance costituiscono un sistema strutturato di norme e punti di controllo che consentono di coniugare la realizzazione degli obiettivi economici di business con il pieno rispetto dei princípi fondamentali espressi nel Codice Etico, nell'Enel Global Compliance Program, nel Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione" e nella Politica sui Diritti Umani, senza rinunciare alla promozione di iniziative volte a uno sviluppo economico sostenibile.

Dal punto di vista del processo di approvvigionamento, le diverse Unità adottano lo strumento della procedura competitiva, assicurando così la massima concorrenza e pari opportunità di accesso a tutti gli operatori che siano in possesso dei requisiti tecnici, economico-finanziari, ambientali, di sicurezza, di diritti umani, legali ed etici.

Relativamente al sistema di governance dei rischi, il Global Procurement è focalizzato sull'applicazione delle metriche che indichino il livello di rischio prima e dopo l'azione di mitigazione, al fine di attuare azioni precauzionali per ridurre l'incertezza a un livello tollerabile o mitigare gli eventuali impatti in tutte le aree di business, tecnologiche e geografiche.

La gestione del rischio della supply chain viene monitorata attraverso il calcolo di un indice di rischio aggregato per ciascun fornitore attraverso specifici indicatori – tra i quali la probabilità di insolvenza, la concentrazione dei contratti verso singoli fornitori o gruppi industriali, la dipendenza del fornitore verso Enel, l'indice di performance sulla correttezza dei comportamenti in sede di gara, qualità, puntualità e sostenibilità nell'esecuzione del contratto, il country risk ecc. – per i quali si definiscono soglie che indirizzano la definizione della strategia di approvvigionamento, di negoziazione e di aggiudicazione di una gara, consentendo scelte consapevoli di rischio e beneficio potenziale.

Inoltre, viene monitorata anche la situazione geopolitica dei Paesi rispetto alla nostra catena di fornitura dei materiali per gestire la volatilità dei mercati sulla supply chain al fine di adottare le strategie più idonee, come la differenziazione delle fonti di approvvigionamento per evitare interruzioni nella catena di fornitura e mitigare i rischi derivanti da shortage di mercato/da criticità logistiche e interruzioni di attività.

Compliance

I rischi rappresentati in questa sezione sono i seguenti:

- Rischi connessi alla protezione dei dati personali
- Conformità alla normativa fiscale

Rischi connessi alla protezione dei dati personali

Il Gruppo, presente in più di 41 Paesi, ha la più ampia base di clienti nel settore dei servizi pubblici (oltre 68 milioni di utenti finali), mentre circa 60.000 persone sono attualmente impiegate dalla Società; di conseguenza, il modello di business del Gruppo richiede la gestione di un volume di dati personali sempre più importante e crescente, per raggiungere i risultati finanziari e di business previsti nel Piano Strategico 2025-2027.

Ciò implica un'esposizione ai rischi legati alla protezione dei dati personali che si possono concretizzare in una perdita di confidenzialità, integrità e disponibilità dei dati personali di clienti, dipendenti e terze parti, causando sanzioni proporzionate al fatturato globale, interdizioni di processi e conseguenti perdite economiche o finanziarie, nonché danni reputazionali.

Al fine di gestire e mitigare questo rischio, Enel ha adottato un modello di governance globale di dati personali mediante l'attribuzione di ruoli di privacy a tutti i livelli (inclusa la nomina dei Responsabili della Protezione dei Dati personali, RPD, a livello globale e di Paese), nonché strumenti di compliance digitale per mappare applicativi e processi e gestire rischi rilevanti ai fini della protezione dei dati personali, nel rispetto delle specificità delle normative di settore locali.

Conformità alla normativa fiscale

Il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA definisce la strategia fiscale del Gruppo Enel e ne garantisce l'applicazione all'interno del Gruppo, assumendosi in tal modo il ruolo e la responsabilità di guidare la diffusione di una cultura aziendale improntata ai valori della onestà e integrità e al principio di legalità.

Le entità del Gruppo devono rispettare il principio di legalità, applicando in modo puntuale la legislazione fiscale dei Paesi in cui il Gruppo è presente, per garantire che siano osservati lo spirito e lo scopo che la norma o l'ordinamento prevedono per la materia oggetto di interpretazione, non mettendo in atto comportamenti e operazioni che si traducano in costruzioni di puro artificio, che non riflettano la realtà economica e da cui è ragionevole attendersi vantaggi fiscali indebiti.







4.
CAMBIAMENTI CLIMATICI

Strategia di adattamento al cambiamento climatico

L'analisi degli scenari climatici e di transizione all'interno di un processo strutturato costituisce uno strumento fondamentale per tradurre i dati in informazioni utili a massimizzare le opportunità e mitigare i rischi.

Roadmap verso la decarbonizzazione al 2040

Riduzione delle emissioni dirette e indirette di gas a effetto serra lungo tutta la catena del valore, raggiungendo il livello più basso di sempre, in linea con gli obiettivi di riduzione stabiliti, coerenti con limitare l'aumento medio della temperatura globale al di sotto di 1,5 °C e raggiungere le emissioni zero entro il 2040.

Promozione di una transizione giusta

Approccio sistemico per una transizione energetica ambientalmente sostenibile, equa e inclusiva, promuovendo l'accesso a soluzioni energetiche sostenibili che facilitino la decarbonizzazione, insieme all'espansione e all'ammodernamento della rete di distribuzione. Il tutto favorendo un impatto positivo sulla società attraverso il coinvolgimento degli stakeholder e garantendo il rispetto dei diritti umani.

69,6 $MtCO_{2eq}$

EMISSIONI COMPLESSIVE DI GES (SCOPE 1, SCOPE 2, SCOPE 3)

94,4 nel 2023

101 gCO_{2eq}/kWh

INTENSITÀ DELLE EMISSIONI GES SCOPE 1 RELATIVE ALLA PRODUZIONE DI ENERGIA

160 nel 2023

121 gCO_{2eq}/kWh

INTENSITÀ DELLE EMISSIONI GES SCOPE 1 E 3 RELATIVE ALL'INTEGRATED POWER

166 nel 2023

14,3 $MtCO_{2eq}$

EMISSIONI GES ASSOLUTE SCOPE 3 RELATIVE ALLA VENDITA DI GAS NEL MERCATO FINALE

16,8 nel 2023

69,9%

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA RINNOVABILE SUL TOTALE

68,2% nel 2023



SOTTOTEMA	DESCRIZIONE IRO	TIPO	TARGET
ADATTAMENTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICO **Sotto-sottotema** Adattamento a fenomeni meteorologici estremi	Eventi meteorologici estremi (per esempio, cicloni, siccità, inondazioni, tempeste, ondate di calore e incendi) dovuti al cambiamento climatico con conseguenti danni o riduzione dell'efficienza degli impianti di produzione e distribuzione dell'energia e delle infrastrutture di supporto, causandone il declassamento delle capacità, l'interruzione temporanea dell'operatività o l'arresto completo	Rischio	Si veda il paragrafo "Piano d'azione per la gestione degli IRO materiali"
SOTTOTEMA **ADATTAMENTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICO** **Sotto-sottotema** -	Maggiori investimenti pubblici per la resilienza delle infrastrutture per affrontare la mitigazione e la riduzione del rischio fisico climatico e ridurre le interruzioni del servizio	Opportunità	Si veda il paragrafo "Piano d'azione per la gestione degli IRO materiali"

SOTTOTEMA	DESCRIZIONE IRO	TIPO	TARGET
MITIGAZIONE: RIDUZIONE EMISSIONI GES DIRETTE (SCOPE 1) **Sotto-sottotema** -	Nuove politiche, regolamentazioni e misure tempestive ed efficaci delle istituzioni pubbliche, comprese procedure di permitting semplificate, volte ad accelerare la transizione energetica e lo sviluppo delle tecnologie correlate	Opportunità	Si veda il paragrafo "Piano d'azione per la gestione degli IRO materiali"
SOTTOTEMA **MITIGAZIONE: RIDUZIONE EMISSIONI GES DIRETTE (SCOPE 1)** **Sotto-sottotema** -	Mitigazione del cambiamento climatico attraverso la riduzione delle emissioni assolute di gas serra derivanti dal phase-out del termoelettrico	Impatto positivo	Riduzione dell'intensità delle emissioni di GES Scope 1 relative alla produzione di energia (gCO_{2eq}/kWh)
SOTTOTEMA **MITIGAZIONE: RIDUZIONE EMISSIONI GES DIRETTE (SCOPE 1)** **Sotto-sottotema** Consumo energetico efficiente nelle operazioni aziendali (fonti energetiche fossili)	Prevenzione e minimizzazione degli impatti climatici attraverso l'uso efficiente e sostenibile delle fonti energetiche fossili nei processi aziendali	Impatto positivo	Riduzione dell'intensità delle emissioni di GES Scope 1 relative alla produzione di energia (gCO_{2eq}/kWh)

SOTTOTEMA	DESCRIZIONE IRO	TIPO	TARGET
MITIGAZIONE: RIDUZIONE EMISSIONI GES INDIRETTE (SCOPE 2 E SCOPE 3) **Sotto-sottotema** Decarbonizzazione della catena di fornitura	Contributo alla riduzione della carbon footprint di Enel tramite una catena di forniture sostenibili	Impatto positivo	Valore dei contratti di fornitura coperto da certificazione Carbon Footprint (EPD, ISO CFP) - %
SOTTOTEMA **MITIGAZIONE: RIDUZIONE EMISSIONI GES INDIRETTE (SCOPE 2 E SCOPE 3)** **Sotto-sottotema** Incremento della vendita di energia da fonti rinnovabili al cliente finale	Contributo alla riduzione delle emissioni Scope 3 attraverso la vendita di energia rinnovabile (tramite produzione propria, PPA e REC)	Impatto positivo	Riduzione dell'intensità delle emissioni di GES Scope 1 e 3 relative all'Integrated Power (gCO_{2eq}/kWh)

SOTTOTEMA	DESCRIZIONE IRO	TIPO	TARGET
RIDUZIONE DELLE EMISSIONI GES DI SERVIZI E PRODOTTI DESTINATI AI CLIENTI **Sotto-sottotema** -	Accelerazione del processo di elettrificazione dei consumi attraverso l'implementazione di soluzioni e tecnologie per l'elettrificazione delle città (per esempio, smart city e illuminazione pubblica), per le aziende (efficienza energetica, demand response ecc.) e per le persone (per esempio, efficienza energetica delle case e dei condomini)	Impatto positivo	Demand response (GW)

Rischio | Opportunità | Impatto positivo | Impatto negativo | Piano d'azione | Target

La strategia per fronteggiare i cambiamenti climatici

Il Gruppo Enel è impegnato a sviluppare un modello di business in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi (COP21) per limitare l'aumento medio della temperatura globale al di sotto di 1,5 °C e con l'ambizione di raggiungere le emissioni zero entro il 2040, promuovendo il ruolo fondamentale dell'elettricità come vettore energetico per guidare la transizione verso un'economia mondiale a zero emissioni nette entro il 2050. Attraverso la propria strategia di business, il Gruppo si impegna a stabilire i driver e gli investimenti necessari per lo sviluppo di azioni di mitigazione e adattamento al cambiamento climatico lungo tutta la sua catena del valore.

ESRS E1-1 – Piano di transizione per la mitigazione dei cambiamenti climatici

Ambizione emissioni zero: il piano di decarbonizzazione per la mitigazione dei cambiamenti climatici

L'impegno nella lotta al cambiamento climatico è parte integrante della strategia del Gruppo sia nel breve sia nel lungo termine, attraverso un piano di decarbonizzazione che copre sia le emissioni dirette sia quelle indirette lungo tutta la catena di valore. Tale strategia, che si basa su quattro obiettivi certificati dalla Science Based Targets initiative (SBTi), in linea con la limitazione del riscaldamento globale a 1,5 °C, si concretizza nelle seguenti linee d'azione di business:

Linea d'azione	Descrizione	Obiettivi
Decarbonizzazione del mix energetico	Sviluppo di nuova capacità rinnovabile (a partire dall'attuale 69,9% di capacità installata rinnovabile sul totale nel 2024) e contestuale uscita dalla generazione termica entro il 2040. In tal senso, il Gruppo conferma l'obiettivo di uscire dalla generazione a carbone entro il 2027, previa autorizzazione delle autorità competenti, convertendo i siti per altri usi. Il raggiungimento degli obiettivi è possibile grazie anche all'assenza di emissioni bloccate associate alle attività del Gruppo, che possano quindi ritardare e/o bloccare gli impegni di business presi per la chiusura degli impianti.	• 100% di generazione a zero emissioni entro il 2040, attraverso obiettivi intermedi: dall'attuale 83% della produzione raggiunto nel 2024, a circa l'86% al 2027 e circa il 90% al 2030[12].
Spinta all'elettrificazione e phase-out del gas retail	Sviluppo di tecnologie elettriche più efficienti e convenienti per i consumatori, promuovendo l'elettrificazione degli usi e la progressiva minimizzazione del portafoglio gas dei clienti nel medio e lungo termine.	• Aumentare il consumo unitario di energia elettrica dei clienti (B2C, mercato libero Italia e Iberia) da 2,76 MWh/cliente/anno nel 2024 a circa 2,9 MWh/cliente/anno nel 2027 e circa 3,5 MWh/cliente/anno nel 2030. • Ridurre i volumi di gas venduti con l'obiettivo di completare il phase-out della vendita di gas al cliente finale entro il 2040 e raggiungere il 100% dell'elettricità venduta al cliente da fonti a zero emissioni.
Sviluppo e potenziamento della rete	Rafforzamento del ruolo delle reti con un piano di investimenti volto ad aumentarne la resilienza, la digitalizzazione e la flessibilità, per supportare la connessione di milioni di clienti e prosumer e bilanciare l'intermittenza dell'energia generata direttamente da impianti rinnovabili.	• 3,4 milioni di connessioni di generazione distribuita nel 2027 e circa 6 milioni entro il 2030 (rispetto ai 2,4 milioni del 2024). • 70% di clienti della rete digitalizzati nel 2027 (rispetto al 66% del 2024) con l'ambizione di arrivare al 100% nel 2030.

12. Includendo anche la produzione gestita.

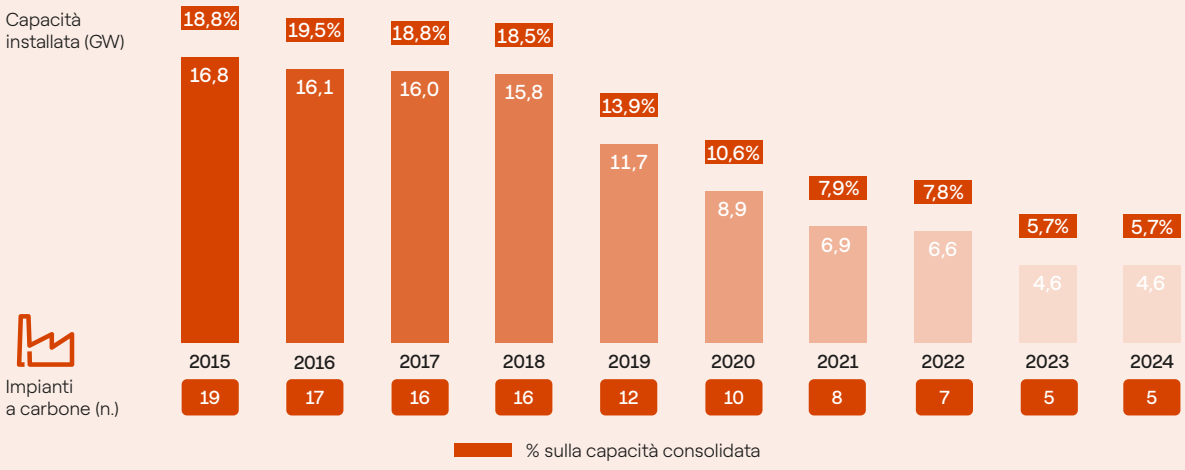
Gli investimenti a supporto del Piano di Transizione sono parte integrante del Piano Strategico di Gruppo descritto nel capitolo "La strategia del Gruppo", incluso l'allineamento agli obiettivi di decarbonizzazione e ai criteri della Tassonomia UE. Per ulteriori dettagli in merito al ruolo e responsabilità in materia di cambiamento climatico si rimanda al paragrafo "La governance del cambiamento climatico" della presente sezione. La strategia di mitigazione dei cambiamenti climatici consentirà la riduzione delle emissioni di gas serra dirette e indirette lungo l'intera catena del valore di almeno il 99% entro il 2040, rispetto al 2017, ben oltre la soglia complessiva fissata dai principali standard internazionali (90%). Tale riduzione sarà implementata attraverso diversi target che coprono sia le emissioni dirette sia quelle indirette lungo tutta la catena di valore del Gruppo, in linea con l'Accordo di Parigi e con lo scenario di 1,5 °C, come certificato dalla Science Based Targets initiative (SBTi). Tali obiettivi sono dettagliati nel paragrafo "La roadmap di decarbonizzazione".

L'impegno di Enel sul phase-out del carbone

Nell'ultimo decennio Enel ha progressivamente ridotto la propria esposizione alla generazione da impianti a carbone, in linea con la strategia intrapresa in termini di decarbonizzazione della generazione.

Con l'uscita e la messa fuori servizio[13] degli impianti di Fusina in Italia e As Pontes in Spagna nel 2023, sono ancora disponibili all'esercizio 5 impianti: 3 in Italia, 1 in Spagna e 1 in Colombia.

L'EVOLUZIONE DELLA CAPACITÀ DEGLI IMPIANTI A CARBONE



La graduale uscita dal carbone del Gruppo in Italia e Spagna risponde all'obiettivo dei due Paesi di abbandonare gradualmente la produzione di energia elettrica da centrali a carbone. Il processo di chiusura di una centrale a carbone non dipende solamente dal Gruppo, ma è soggetto infatti a una rigida procedura di approvazione da parte delle autorità competenti.
In Italia, in coerenza con le previsioni di legge oggi vigenti in tema dismissione degli impianti di generazione (vale a dire l'art. 1 *quinquies*, decreto legge n. 239/2003), i passi previsti sono:

i. istanza di Enel al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica ("MASE") ai fini dell'autorizzazione alla messa fuori servizio definitiva dell'impianto;
ii. il MASE richiede un parere a Terna circa la possibilità di procedere con la dismissione del suddetto impianto;
iii. Terna, a seguito di valutazioni sull'adeguatezza del sistema elettrico, fornisce parere al MASE;
iv. a seguito del parere di Terna, il MASE comunica l'accettazione o l'eventuale diniego alla messa fuori servizio definitiva.

13. Con particolare riferimento all'Italia, la messa fuori servizio è definitiva, ovverosia:
- dal punto di vista del mercato elettrico e del gestore di rete nazionale (Terna), l'impianto non risulta più presente fra gli impianti di produzione di energia elettrica e di conseguenza non partecipa più al mercato elettrico e non può essere chiamato in servizio direttamente da Terna;
- dal punto di vista societario, non risultano più i MW associati a quella capacità installata e non ci saranno quindi ricavi associati all'esercizio della stessa;
- dal punto di vista impiantistico, non è più presente carbone nei depositi di centrale e inizia il processo di messa in sicurezza permanente dei macchinari meccanici ed elettrici presenti.

TORREVALDALIGA NORD – 1,8 GW

> **Impianto essenziale:** No
> **Phase-out pianificato:** entro il 2025

SULCIS – 0,5 GW

> **Impianto essenziale:** Sì
> **Phase-out pianificato:** 2027
> **Fattori di rischio:** chiusura dell'impianto subordinata alla realizzazione dell'interconnessione Tyrrhenian link tra la Sardegna e la penisola italiana

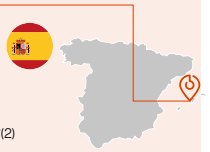
FEDERICO II – 1,8 GW

> **Impianto essenziale:** No
> **Phase-out pianificato:** entro il 2025



ALCUDIA – 0,2 GW

> **Impianto essenziale:** No, regime di produzione limitata(1)
> **Phase-out pianificato:** 2027(2)
> **Fattori di rischio:** chiusura dell'impianto subordinata alla necessità di garantire la sicurezza della fornitura



TERMOZIPA – 0,2 GW

> **Impianto essenziale:** Sì
> **Phase-out pianificato:** 2027



(1) Produzione attualmente limitata a 500 ore all'anno.
(2) Parzialmente chiuso (50% al 31 dicembre 2019).

Coerentemente con l'impegno a favore di una transizione giusta, il piano di uscita prevede il mantenimento e lo sviluppo di nuove competenze e trasferimento di know-how per le persone Enel, unitamente a progetti sviluppati da terzi in linea con i programmi di sostenibilità in accordo con i territori, favorendo lo sviluppo economico-sociale e il benessere generale della collettività.

Allineamento di Enel ai criteri necessari per l'inclusione negli indici di riferimento dell'UE allineati con l'Accordo di Parigi

Enel è eligibile all'inclusione negli indici dell'Unione Europea allineati con l'Accordo di Parigi in quanto:

a) non è coinvolta in alcuna attività legata agli armamenti;
b) non è coinvolta in alcuna attività legata alla coltivazione o produzione di tabacco;
c) il suo impegno in termini di diritti umani è in linea con i 10 princípi del Global Compact delle Nazioni Unite, cui ha aderito dal 2004 come membro attivo, e con le linee guida dell'Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico (OCSE) destinate alle imprese multinazionali (per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo "Gestione dei diritti umani");
d) la percentuale di ricavi dalla prospezione, estrazione, distribuzione o raffinazione di carbon fossile e lignite nel 2024 è pari a 0% (e quindi inferiore alla soglia dell'1%);
e) la percentuale di ricavi dalla prospezione, estrazione, distribuzione o raffinazione di oli combustibili nel 2024 è pari a 0% (e quindi inferiore alla soglia del 10%);
f) la percentuale di ricavi dalla prospezione, estrazione, produzione o distribuzione di gas combustibili nel 2024 è pari a 0% (e quindi inferiore alla soglia del 50%);
g) la percentuale di ricavi dalla produzione di energia elettrica con un'intensità dei gas a effetto serra superiore ai 100 gCO_{2eq}/kWh nel 2024 è pari a 3,6%[14] (e quindi inferiore alla soglia del 50%).

Le percentuali di ricavi sopra riportate sono state calcolate sulla base dei dati stilati in conformità con i criteri della tassonomia europea.

14. Tale percentuale è così ripartita: 3,1% si riferisce ai ricavi derivanti dalla produzione di energia elettrica da combustibili gassosi fossili (CCGT), 0,3% a quelli da produzione di energia elettrica da olio e combustibili gassosi fossili (OCGT), mentre il restante 0,2% si riferisce a ricavi provenienti dalla produzione di energia elettrica da carbone.

Adattamento: la resilienza del Gruppo al cambiamento climatico

Il Gruppo implementa inoltre soluzioni di adattamento agli eventi meteo e climatici per gestire efficacemente i fenomeni cronici e acuti significativi per le attività dirette e indirette nella catena del valore. Le soluzioni di adattamento possono riguardare sia azioni implementate nel breve periodo sia eventuali decisioni di lungo termine, attraverso la pianificazione di investimenti in risposta ai fenomeni climatici.

Le attività di adattamento sviluppate dal Gruppo comprendono anche procedure, policy e best practice per assicurare la resilienza dei propri asset, la risposta agli eventi estremi e la spinta all'innovazione attraverso l'implementazione delle migliori tecnologie disponibili.

Per i nuovi investimenti, il Gruppo agisce già nella fase di progettazione e costruzione, per ridurre by design l'impatto dei rischi climatici (ad esempio attraverso valutazione del rischio e della vulnerabilità in fase di progettazione), e per tener conto degli eventuali effetti cronici (ad esempio attraverso l'inclusione degli scenari climatici nelle stime sulle risorse rinnovabili nel lungo termine). Identificati i fenomeni meteo e climatici di interesse, le attività implementate per massimizzare la capacità di adattamento possono essere classificate nella maniera seguente:

- gestione eventi avversi: procedure per la preparazione ad affrontare eventi estremi e per il ripristino delle normali attività nel più breve periodo di tempo (tra cui la definizione di procedure operative e organizzative da mettere in pratica in caso di eventi critici);
- potenziamento della resilienza degli asset: attività e interventi mirati a incrementare la resistenza degli asset, come per esempio la valutazione dei potenziali rischi acuti e cronici per definire al meglio sia i requisiti da adottare in fase di design sia le azioni da implementare sugli asset esistenti;
- nuove opzioni di business: supporto del posizionamento strategico, ideazione di nuovi business o prodotti mirati a facilitare anche l'adattamento delle comunità e degli stakeholder del Gruppo.

Per valutare gli impatti dei cambiamenti climatici al servizio delle decisioni industriali e strategiche, volte quindi a implementare misure di adattamento secondo lo schema sopra descritto, il Gruppo sviluppa e applica modelli quantitativi che utilizzano, tra l'altro, dati di scenario climatico per valutare l'impatto del cambiamento climatico su specifici asset/attività.

ESRS 2 IRO-1 – Descrizione dei processi per individuare e valutare gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti

ESRS 2 SBM-3 – Impatti, rischi e opportunità materiali e la loro interazione con la strategia e il modello di business

Analisi degli scenari e resilienza della strategia IbR

Il Gruppo Enel sviluppa scenari di breve, medio e lungo termine, in ambito macroeconomico, finanziario, energetico e climatico, al fine di supportare i processi di pianificazione, allocazione di capitale, posizionamento strategico e valutazione dei rischi e della resilienza della strategia. Questo approccio si basa sull'elaborazione di scenari alternativi, definiti in base a elementi di incertezza chiave, come il raggiungimento degli obiettivi dell'Accordo di Parigi. Enel effettua questa analisi attraverso:

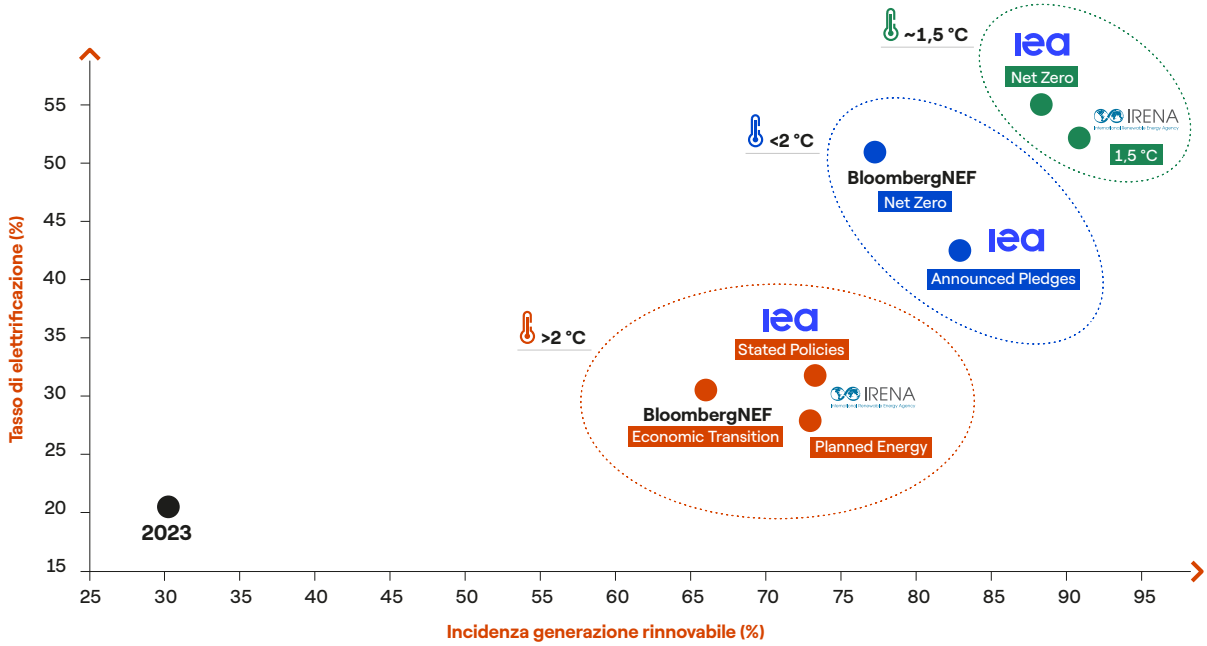
- l'identificazione e analisi dei trend rilevanti di breve, medio e lungo termine, strumentale anche per la definizione dei macrotrend significativi per l'analisi di materialità;
- il benchmarking degli scenari energetici esterni a livello globale, regionale e locale, con un focus specifico sui Paesi in cui il Gruppo è presente.

Tali scenari vengono utilizzati nel paragrafo "Identificazione e gestione dei rischi e delle opportunità" in relazione alla transizione energetica e al cambiamento climatico.

I principali driver della transizione: elettrificazione e rinnovabili

L'analisi degli scenari globali evidenzia un deciso consenso tra gli analisti energetici rispetto ai driver principali per il raggiungimento degli obiettivi climatici: il processo di elettrificazione degli usi finali e l'aumento di generazione elettrica da fonti rinnovabili, sia nel medio sia nel lungo termine. Negli scenari compatibili con la stabilizzazione dell'aumento della temperatura media globale entro +1,5 °C, il tasso di elettrificazione supera il 50% al 2050, rispetto al 20% nel 2023, mentre la quota di generazione rinnovabile del mix elettrico mondiale arriva a circa il 90%, rispetto al 30% nel 2023.

GENERAZIONE RINNOVABILE ED ELETTRIFICAZIONE NEGLI SCENARI DI TRANSIZIONE GLOBALI AL 2050



Fonte: elaborazione interna su dati IEA World Energy Outlook 2024, BNEF New Energy Outlook 2024, IRENA World Energy Transition Outlook 2023.

Gli scenari Enel di transizione energetica e climatici

Enel costruisce gli scenari nell'ottica di un framework complessivo che assicuri la coerenza tra scenario di transizione energetica e scenario climatico fisico:

- scenario di transizione energetica: analizza l'evoluzione della produzione e del consumo di energia, considerando fattori come i prezzi delle commodity, le tecnologie, le politiche climatiche ed energetiche, le dinamiche sociali;
- scenario climatico fisico: stima dell'evoluzione futura del clima, basata sulle simulazioni di modelli climatici che proiettano nel lungo periodo variabili come temperatura, precipitazioni e vento in relazione a diversi livelli di emissioni di gas serra e altre forzanti climatiche.

Per valutare gli effetti dei fenomeni di transizione e fisici sul sistema energetico, il Gruppo si avvale di modelli interni e algoritmi che, per i principali Paesi di presenza, descrivono il sistema energetico tenendo conto delle specificità a livello tecnologico, socio-economico, di politiche e regolatorio. L'adozione di scenari di transizione energetica e fisici e la loro integrazione nei processi aziendali tiene conto delle linee guida definite dalla Task force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) e dei requisiti derivanti dalla Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD) ed è un fattore abilitante alla valutazione dei rischi e delle opportunità connesse al cambiamento climatico.

Gli scenari di transizione energetica

Lo scenario di transizione energetica descrive come produzione e consumo di energia possono evolvere in uno specifico contesto geopolitico, macroeconomico, regolatorio, competitivo e in funzione delle opzioni tecnologiche disponibili. A ogni scenario corrisponde un trend di emissioni di gas serra e un potenziale aumento di temperatura entro fine secolo rispetto ai valori preindustriali.

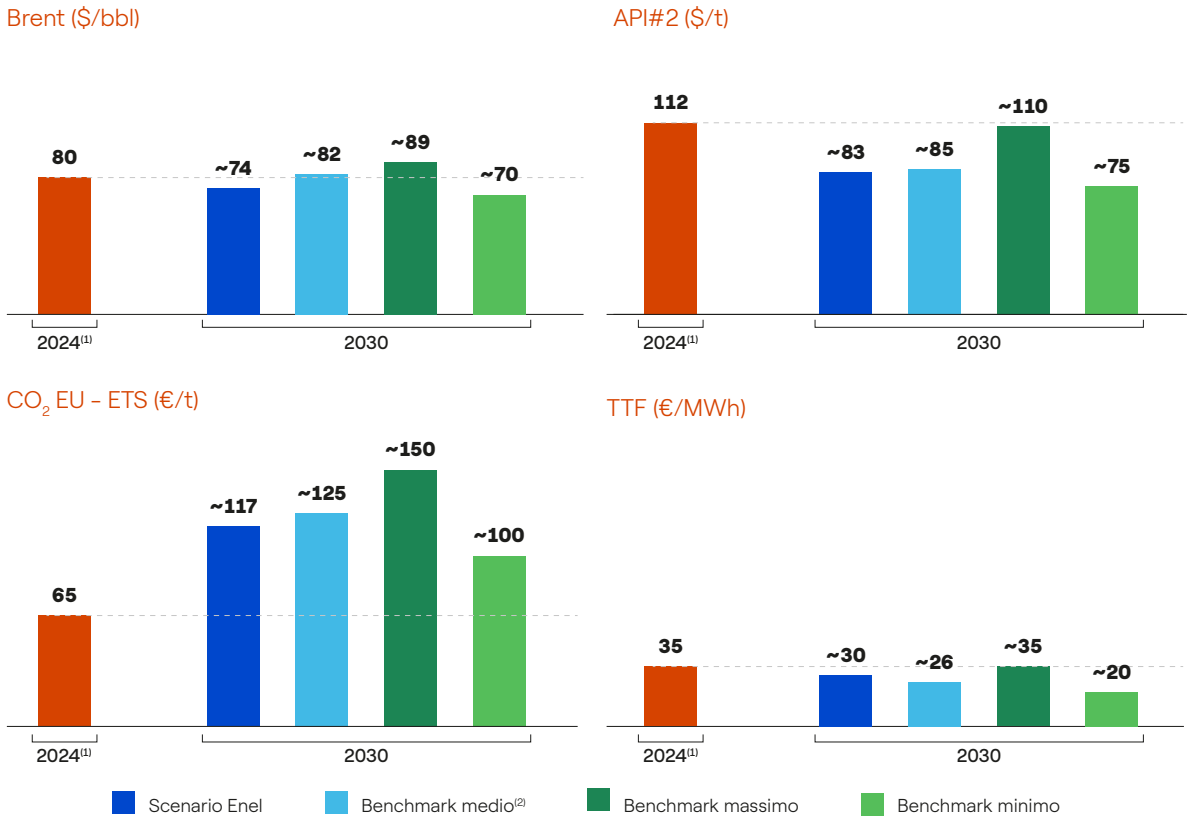
La pianificazione aziendale assume come scenario di riferimento, cosiddetto "scenario *Reference*", il raggiungimento nel lungo termine dell'obiettivo minimo dell'Accordo di Parigi, ovvero di limitare l'incremento della temperatura media globale a meno di 2 °C rispetto ai livelli preindustriali. Questo scenario non prevede il conseguimento del "Net Zero" a livello globale entro il 2050, a causa della lentezza della transizione energetica a livello locale rispetto ad alcune variabili.

Il Gruppo Enel opera un modello di business e ha definito linee guida strategiche in linea con il massimo dell'ambizione degli obiettivi dell'Accordo di Parigi, ovvero coerente con un aumento della temperatura media globale di 1,5 °C al 2100, come certificato dalla Science-Based Targets initiative (SBTi). Enel ha infatti fissato un obiettivo al 2040 per raggiungere zero emissioni dirette (Scope 1), con una generazione di elettricità e vendite retail (Scope 3) a zero emissioni.

Per valutare rischi e opportunità relativi alla transizione energetica, rispetto allo scenario di riferimento, sono stati definiti scenari alternativi in funzione del grado di ambizione climatica assunta a livello globale e locale:

- uno scenario *Slower Transition*, costruito ipotizzando una transizione energetica più lenta, con minore sviluppo di alcune variabili, come capacità rinnovabile e mobilità elettrica, e che sconta maggiormente il rallentamento osservabile nel breve termine in alcune geografie;
- uno scenario *Accelerated Transition*, caratterizzato da un incremento di ambizione rispetto allo scenario *Reference,* in particolare per quanto riguarda alcune variabili: per esempio, elettrificazione dei consumi, processi autorizzativi o maggiori meccanismi di supporto economico per impianti rinnovabili ne velocizzano le installazioni.

Le assunzioni sui prezzi delle commodity in input allo scenario *Reference* sono coerenti con gli scenari esterni che raggiungono gli obiettivi dell'Accordo di Parigi. Si considera al 2030 una crescita sostenuta del prezzo della CO_2, causata dalla progressiva riduzione dell'offerta di permessi a fronte di una crescente domanda, e una marcata diminuzione dei prezzi del carbone. Per quanto riguarda il gas, si ritiene che le tensioni sul prezzo si allenteranno gradualmente nei prossimi anni in virtù di un riallineamento tra domanda e offerta globale. Infine, si prevede una progressiva stabilizzazione del prezzo del petrolio, il cui picco di domanda è stimato intorno al 2030.



(1) Consuntivo.
(2) Fonte: IEA, BNEF, S&P, Enerdata. N.B. gli scenari utilizzati come benchmark sono stati pubblicati in diversi momenti dell'anno e potrebbero non essere aggiornati con le ultime dinamiche di mercato.

Gli scenari *Accelerated Transition* prevedono una più rapida diminuzione della domanda di combustibili fossili, che si traduce in prezzi più bassi per queste commodity al 2030. Nel caso invece di una transizione più lenta, *Slower Transition*, la domanda di combustibili raggiungerà il suo picco in maniera più graduale, sostenendo i prezzi delle commodity energetiche.

Lo scenario climatico fisico ai fini delle azioni di adattamento

Negli scenari, il cambiamento climatico produce effetti in termini di impatti fisici, classificabili in:

- fenomeni acuti, cioè fenomeni di breve durata ma particolarmente intensi come le alluvioni, gli uragani ecc., con potenziali impatti sugli asset (ad esempio, danni e interruzioni del business);
- fenomeni cronici relativi a modifiche strutturali del clima, come il trend di aumento della temperatura, l'innalzamento del livello del mare ecc., che possono determinare per esempio una variazione costante della produzione degli impianti e una modifica dei profili di consumo dell'energia elettrica nei settori residenziale e commerciale.

Questi fenomeni sono analizzati nel loro comportamento proiettato nel futuro selezionando il migliore dato a disposizione tra dati output di modelli climatologici a diversi livelli di risoluzione e i dati storici, servendo come input per le valutazioni degli impatti sul Gruppo, incluse le analisi relative a biodiversità e value chain.

Tra le proiezioni climatiche sviluppate dall'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) su scala globale, il Gruppo ne ha selezionate tre, coerenti con quelle considerate nell'ultimo rapporto dell'IPCC nell'ambito del sesto ciclo di valutazione (AR6). Tali scenari sono associati a pattern di emissioni legati a un livello del cosiddetto "Representative Concentration Pathway" (RCP), ognuno dei quali è collegato a uno dei cinque scenari definiti dalla comunità scientifica come Shared Socioeconomic Pathways (SSP). Gli scenari SSP includono ipotesi generali come quelle su popolazione, urbanizzazione ecc. I tre scenari fisici considerati dal Gruppo sono di seguito descritti.

- SSP1-RCP 2.6: compatibile con un range di riscaldamento globale al di sotto dei 2 °C, rispetto ai livelli preindustriali (1850-1900), entro il 2100 (l'IPCC proietta ~+1,8 °C in media rispetto al periodo 1850-

1900); nelle analisi che considerano sia variabili fisiche sia variabili di transizione, il Gruppo associa lo scenario SSP1-RCP 2.6 agli scenari *Reference* e *Accelerated Transition*.

- SSP2-RCP 4.5: compatibile con uno scenario intermedio, in cui si prevede un aumento medio di temperatura di circa 2,7 °C entro il 2100, rispetto al periodo 1850-1900. Nelle analisi che considerano sia variabili fisiche sia variabili di transizione, viene associato allo scenario *Slower Transition*.
- SSP5-RCP 8.5: compatibile con uno scenario dove non si attuano particolari misure di contrasto al cambiamento climatico. In tale scenario si stima un aumento della temperatura globale di circa +4,4 °C entro il 2100 rispetto ai livelli preindustriali. Il Gruppo considera lo scenario RCP 8.5 come un worst case climatico, utilizzato per valutare gli effetti dei fenomeni fisici in un contesto di cambiamento climatico particolarmente forte, ma attualmente ritenuto poco probabile.

Il Gruppo analizza l'impatto degli scenari climatici globali a livello locale, collaborando con provider specializzati, sia accademici sia con esperti di istituzioni pubbliche o società private. Tra le partnership attive, è in corso una collaborazione con il dipartimento di Scienze della Terra dell'International Centre for Theoretical Physics (ICTP) di Trieste. Nell'ambito di tale collaborazione, vengono fornite proiezioni climatiche ad alta risoluzione (~12 km - ~100 km) e orizzonte temporale 2020-2050 per tutte le principali aree operative del Gruppo[15]. Le analisi includono variabili come temperatura, precipitazioni, raffiche di vento e radiazione solare, utilizzando un ensemble di modelli climatici regionali[16]per garantire robustezza.

Data la complessità di alcuni fenomeni, che dipendono fortemente dalle caratteristiche del territorio, il Gruppo ricorre anche all'utilizzo di mappe di Natural Hazard oltre che agli scenari climatici forniti da provider esterni. Questo strumento consente di ottenere, con una elevata risoluzione spaziale, i tempi di ritorno di una serie di eventi, quali per esempio tempeste, uragani e alluvioni. L'utilizzo di queste mappe basate su dati storici è ampiamente consolidato nel Gruppo, che già usa questi dati a supporto delle strategie assicurative.

Infine, il Gruppo ha acquisito le competenze e gli strumenti per ottenere ed elaborare autonomamente gli output dei modelli pubblicati dalla comunità scientifica, così da avere una vista di alto livello e globale dell'evoluzione a lungo termine delle variabili climatiche di interesse. Queste fonti sono gli output dei modelli climatici e regionali di CMIP6[17] e CORDEX[18], inquadrati nell'ambito World Climate Research Programme (WCRP) e del Working Group of Coupled Modelling (WGCM).

15. Le proiezioni climatiche coprono principalmente gli scenari RCP 2.6 e RCP 8.5. Laddove disponibile viene fornito anche l'RCP 4.5, che altrimenti viene ricavato dagli altri scenari tramite pattern scaling.
16. Il numero di modelli usati varia in base allo scenario RCP.
17. Coupled Model Intercomparison Project Phase 6 - https://www.wcrp-climate.org/wgcm-cmip/wgcm-cmip6.
18. https://cordex.org/.

Impatti, rischi e opportunità legati al cambiamento climatico

ESRS 2 IRO-1 – Descrizione dei processi per individuare e valutare gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti legati al clima

Enel identifica gli impatti positivi e negativi che le sue attività operative e di business possono causare in materia di cambiamento climatico e i potenziali rischi e opportunità (IRO) associati attraverso il processo di analisi di materialità, in linea con quanto previsto dagli standard ESRS e dalle linee guida della TCFD, confluite poi negli standard ISSB e in coerenza con l'evoluzione degli standard di reporting.

I principali impatti di Enel sul cambiamento climatico

La valutazione degli impatti climatici è stata eseguita dai diversi stakeholder interni relativi alle attività di business potenzialmente più rilevanti per il clima attraverso un workflow di analisi e sulla base dei parametri richiesti dalla normativa. Per ulteriori dettagli sul processo e sui risultati si rimanda al paragrafo "Doppia materialità". Si riportano nel seguito gli impatti identificati come materiali e una loro descrizione in termini di impatto potenziale verso l'ambiente esterno.



IMPATTO	TIPO	DESCRIZIONE
Mitigazione del cambiamento climatico attraverso la riduzione delle emissioni assolute di gas serra derivanti dal phase-out del termoelettrico. **Sottotema** Riduzione emissioni di gas serra dirette (Scope 1)		Le emissioni di gas serra legate alla combustione di combustibili fossili per la produzione di energia ammontano nel 2024 a circa l'88% delle emissioni di Scope 1 del Gruppo e a circa il 27% delle emissioni totali. Grazie al processo di decarbonizzazione, il Gruppo sta riducendo progressivamente le emissioni derivanti da questa fonte con un contributo positivo legato al trend di riduzione (oltre il 41% nel 2024 rispetto al 2023). Tale trend positivo si manterrà anche nei prossimi anni: il Gruppo ha infatti confermato il phase-out della generazione di elettricità da carbone entro il 2027 e quello delle restanti fonti termoelettriche entro il 2040, ottenendo così un mix di produzione senza emissioni di gas serra.
Prevenzione e minimizzazione degli impatti climatici attraverso l'uso efficiente e sostenibile delle fonti energetiche fossili nei processi aziendali. **Sottotema** Riduzione emissioni di gas serra dirette (Scope 1)		Questo impatto è direttamente collegato al precedente, poiché il processo di phase-out della capacità termoelettrica comporta una riduzione progressiva anche del consumo di combustibili nel processo di produzione di elettricità, attività prevalente rispetto alle altre attività operative del Gruppo (ad esempio, all'uso di gruppi elettrogeni nel settore della distribuzione o al consumo di gas per il riscaldamento delle sedi e degli edifici del Gruppo), con un impatto positivo associato in materia di consumi di risorse non rinnovabili.
Contributo alla riduzione delle emissioni Scope 3 attraverso la vendita di energia rinnovabile (tramite produzione propria, PPA e REC). **Sottotema** Riduzione emissioni di gas serra indirette (Scope 3)		Le emissioni indirette di gas serra derivanti dalla produzione da parte di terzi di energia elettrica acquistata e venduta da Enel ai clienti finali per coprire l'intera domanda elettrica (poiché non è sufficiente con la produzione) nei Paesi con posizione integrata (generazione e vendita di elettricità) rappresenta circa il 39% delle emissioni indirette Scope 3 e circa il 25% delle emissioni totali nel 2024. Il Gruppo si impegna a ridurre del 100% entro il 2040 queste emissioni attraverso la vendita al cliente finale di energia proveniente da fonti carbon free.
Contributo alla riduzione della carbon footprint di Enel tramite una catena di forniture sostenibili. **Sottotema** Riduzione emissioni di gas serra indirette (Scope 2, Scope 3)		Le emissioni di gas a effetto serra derivanti dalla gestione della catena di fornitura hanno rappresentato il 18% delle emissioni di Scope 3 e circa il 11% delle emissioni totali nel 2024. La gestione sostenibile della catena di fornitura, attraverso la selezione di fornitori e materiali con minori emissioni, insieme a una maggiore efficienza nel processo di acquisto, sta portando a un impatto positivo anche sulle emissioni indirette assolute generate da questa fonte, con una riduzione del 7,3% nel 2024 rispetto il 2023. Maggiori informazioni sulla descrizione e gestione di questo impatto sono disponibili nel paragrafo "Lavoratori nella catena del valore" corrispondente della Rendicontazione di Sostenibilità.
Accelerazione del processo di elettrificazione dei consumi attraverso l'implementazione di soluzioni e tecnologie per l'elettrificazione delle città (per esempio, smart city e illuminazione pubblica), per le aziende (efficienza energetica, demand response ecc.) e per le persone (per esempio, efficienza energetica delle case e dei condomini). **Sottotema** Riduzione delle emissioni di gas serra di servizi e prodotti destinati ai clienti		Con riferimento alla riduzione delle emissioni di gas serra del cliente finale, Enel offre soluzioni tecnologiche per ridurre le emissioni di carbonio legate al consumo energetico in un'ampia gamma di settori, tra cui i trasporti, la gestione degli immobili o i processi e i servizi industriali, includendo soluzioni che favoriscono la diffusione delle infrastrutture di ricarica pubbliche e di proprietà per i veicoli elettrici, e che promuovono l'efficienza energetica nei processi industriali e domestici, la generazione distribuita, i servizi di consulenza energetica, l'illuminazione stradale intelligente e le città circolari.

 Impatto positivo

ESRS 2 IRO-1 – Descrizione dei processi per individuare e valutare gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti legati al clima

Identificazione e gestione dei rischi e delle opportunità

La transizione energetica e i cambiamenti climatici hanno effetti sulle attività del Gruppo attraverso due principali categorie di rischi/opportunità: quelle derivanti dall'evoluzione degli scenari di transizione e quelle derivanti dall'evoluzione delle variabili climatiche fisiche. Nello specifico, in riferimento al processo di transizione energetica, esistono rischi e opportunità legati all'evoluzione del contesto normativo e regolatorio, a trend di sviluppo tecnologico e competitivo, ai comportamenti dei consumatori e alle conseguenti dinamiche di mercato. Rispetto al cambiamento climatico, i rischi climatici fisici sono suddivisi a loro volta tra acuti (eventi estremi) e cronici: i primi sono legati al verificarsi di condizioni meteoclimatiche di estrema intensità, i secondi sono legati a cambiamenti graduali ma strutturali nelle condizioni climatiche.

Gli effetti dei rischi e delle opportunità della transizione e del cambiamento climatico possono essere inoltre valutati su tre orizzonti temporali:

- breve-medio periodo (1-3 anni) nel quale le analisi si basano su scenari di sensitivity costruiti a partire dal Piano Strategico presentato ai mercati nel Capital Markets Day del 2024;
- medio periodo (4-10 anni) nel quale emergono in modo più tangibile gli effetti della transizione energetica;
- lungo periodo (oltre 10 anni) nel quale, in aggiunta agli effetti della transizione più evidenti, si apprezzeranno cambiamenti cronici a livello climatico.

La tabella di seguito illustra sinteticamente le principali fonti di rischio e opportunità con i potenziali effetti sul business.

Fenomeni di scenario	Orizzonte temporale	Descrizione	Modalità di gestione
Transizione	A partire dal breve periodo (1-3 anni)	**Opportunità**: nuove politiche e regolamentazioni tempestive ed efficaci (per esempio, procedure di autorizzazione semplificate, politiche sui prezzi e sulle emissioni di CO_2 e revisioni del disegno di mercato) per accelerare la transizione energetica e lo sviluppo delle tecnologie correlate	Il Gruppo massimizza le opportunità grazie a un business integrato su sviluppo rinnovabili, potenziamento reti di distribuzione e vendite retail e al posizionamento geografico, che contribuisce a cogliere le opportunità della transizione nei Paesi di presenza. Inoltre, il Gruppo si avvale di scenari di transizione per le valutazioni strategiche, di cui uno scenario *Accelerated Transition*.
Transizione	A partire dal medio periodo (4-10 anni)	**Rischio:** politiche e regolamentazioni inadeguate o tardive da parte delle istituzioni pubbliche nel supportare la transizione energetica, che aggravano la burocrazia e i ritardi nei processi autorizzativi, causando un rallentamento nello sviluppo tecnologico	Il Gruppo riduce l'esposizione ai rischi attraverso la posizione integrata su generazione, reti e retail e il posizionamento geografico, che minimizza il rischio di policy locale. Inoltre, il Gruppo si avvale di scenari di transizione per le valutazioni strategiche, di cui uno scenario *Slower Transition*.
Fisico acuto	A partire dal breve periodo (1-3 anni)	**Rischio/opportunità:** eventi meteoclimatici particolarmente estremi per intensità, che possono danneggiare gli asset o ridurne l'operatività e avere effetti sulla value chain	Il Gruppo adotta le migliori pratiche per il più rapido rientro in operatività e investe per la resilienza (per esempio caso Italia). Inoltre, si definiscono programmi globali di assicurazione, coadiuvati da attività di prevenzione manutentiva e politiche interne di gestione del rischio. Infine, gli scenari di cambiamento climatico sono integrati nelle valutazioni su asset operativi e nuovi progetti.
Fisico cronico	Medio (4-10 anni) e lungo periodo (oltre 10 anni)	**Rischio/opportunità:** incremento o riduzione della produzione da fonti rinnovabili e della domanda elettrica come conseguenza di cambiamenti strutturali nella disponibilità delle risorse e nelle temperature	La diversificazione geografica e tecnologica del Gruppo fa sì che gli impatti di variazioni di una singola variabile siano mitigati a livello globale. Il Gruppo adotta una serie di pratiche come previsioni meteorologiche, monitoraggio in tempo reale degli impianti e scenari climatici di lungo periodo nei processi di pianificazione e di valutazione dei nuovi progetti.

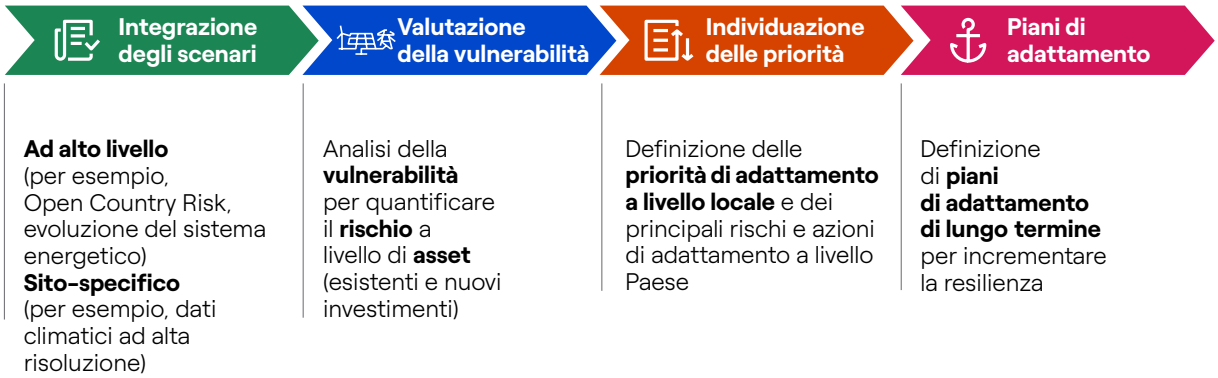
Il processo di disclosure dei rischi e opportunità legati ai cambiamenti climatici è graduale e incrementale, in linea con quanto richiesto dalla direttiva europea Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD), dalle raccomandazioni della TCFD confluite poi negli standard ISSB, e in coerenza con l'evoluzione degli standard di reporting. L'approccio seguito per l'identificazione e la valutazione di rischi e opportunità legati al cambiamento climatico e alla transizione energetica e la definizione di strategie resilienti è coerente anche con le indicazioni della TNFD (Taskforce on Nature-related Financial Disclosure). Tali indicazioni sono seguite dal Gruppo allo scopo di implementare un processo strutturato per identificare, gestire e comunicare le informazioni rilevanti relative a impatti, dipendenze, rischi e opportunità relative agli aspetti ambientali, come descritto nel paragrafo "Conservazione del capitale naturale". In questo ambito, gli impatti sul cambiamento climatico e le dipendenze legate agli effetti di tale cambiamento sulle attività del Gruppo sono gestiti mediante strategie di mitigazione e adattamento, orientate alla riduzione delle emissioni e dell'utilizzo/consumo di risorse (per esempio, aree water stressed) e a incrementare resilienza e capacità di risposta ai fenomeni climatici.

ESRS 2 IRO-1 – Descrizione dei processi per individuare e valutare gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti legati al clima

Resilienza e flessibilità di Enel rispetto a transizione energetica e cambiamento climatico

I cambiamenti climatici, l'evoluzione tecnologica, le policy e i fattori macroeconomici e geopolitici richiedono strategie aziendali resilienti, capaci di affrontare crisi esterne e di cogliere nuove opportunità con flessibilità. Integrare nella pianificazione scenari di transizione energetica e cambiamento climatico alternativi è fondamentale per contribuire a indirizzare la strategia.

L'utilizzo degli scenari climatici di lungo termine consente di sviluppare piani di adattamento per il portafoglio di asset e attività del Gruppo e fanno anche parte degli input alle attività di analisi focalizzate sulla biodiversità. Gli scenari climatici forniscono sia indicazioni di alto livello (come indici di country risk tra loro comparabili), sia dati ad alta risoluzione, per analizzare gli impatti fisici sui singoli siti. Combinando le analisi climatiche con la valutazione delle vulnerabilità degli asset è possibile individuare le priorità di intervento e definire piani di adattamento. L'approccio è applicato sia per il portafoglio esistente sia per i nuovi investimenti. Maggiori dettagli per quanto riguarda i nuovi investimenti sono descritti nel paragrafo dedicato "Inclusione degli effetti del cambiamento climatico nella valutazione di nuovi progetti".



ESRS 2 IRO-1 – Descrizione dei processi per individuare e valutare gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti legati al clima

ESRS 2 SBM-3 – Impatti, rischi e opportunità materiali e la loro interazione con la strategia e il modello di business

Opportunità e rischi della transizione energetica

La transizione energetica può influenzare il Gruppo in varie modalità, tra cui le seguenti.

Variabili impattate dalla transizione energetica

- **politiche e regolamentazioni**: legislazione, market design e framework regolatori, anche in materia di emissioni di CO_2, con conseguenze sulla velocità dei trend di decarbonizzazione, in particolare rispetto a penetrazione delle rinnovabili. elettrificazione dei consumi e necessità di investimenti per le reti;
- **mercato**: le dinamiche di mercato, come quelle relative alla volatilità di prezzi delle commodity e le preferenze di consumo dei clienti finali, possono influenzare lo switch verso tecnologie elettriche più efficienti e crescita delle rinnovabili e di contratti PPA. Volatilità di prezzo dei materiali e rallentamenti/interruzioni comportano un rischio di aumento prezzi e delle disponibilità di alcuni materiali della transizione;
- **tecnologie**: introduzione e sviluppo di nuove tecnologie come veicoli elettrici, storage, demand response ed elettrolizzatori, che possono portare a cambiamenti nei modelli di consumo. Sviluppo di data center, con relativo aumento della domanda elettrica e necessità di connessioni;
- **prodotti e servizi**: con la progressiva elettrificazione degli usi finali cresce la penetrazione delle tecnologie elettriche e l'opportunità di fornitura di servizi e prodotti bundle, così come l'aumento della domanda elettrica collegata alla mobilità.

Per quantificare i rischi e le opportunità derivanti dalla transizione energetica, sono stati presi in considerazione gli scenari di transizione descritti nel paragrafo "Gli scenari Enel di transizione energetica e climatici". Nello scenario di riferimento Enel (*Reference*), la progressiva elettrificazione dei consumi energetici finali nei settori dei trasporti, residenziale e industriale conduce a un aumento dei consumi elettrici e quindi a una crescita della domanda elettrica, accompagnata da un aumento della quota rinnovabile nel mix elettrico ed energetico.

Sono stati quindi identificati gli effetti degli scenari *Slower Transition* e *Accelerated Transition* sulle variabili che maggiormente possono avere un impatto sul business: la domanda elettrica, influenzata dalle dinamiche di elettrificazione dei consumi, e il mix di generazione elettrica. In riferimento all'elettrificazione dei consumi, lo scenario *Slower Transition* prevede tassi di penetrazione minori delle tecnologie elettriche, in particolare auto elettriche e pompe di calore, causando un decremento di domanda elettrica rispetto allo scenario *Reference*, che si stima potrebbe determinare impatti di entità contenuta sul business Retail. Allo stesso tempo, la minore domanda elettrica determinerebbe un minore spazio di sviluppo per la capacità rinnovabile, con potenziali impatti sul business della generazione, parzialmente compensati da prezzi dell'elettricità maggiori rispetto a uno scenario con più rinnovabili.

Nello scenario *Accelerated Transition* si assumono obiettivi di transizione più stringenti e tecnologie elettriche più competitive rispetto allo scenario *Reference*. Questo si traduce in maggiore domanda elettrica e capacità rinnovabile.

Tutti gli scenari vedono un ruolo di crescente rilevanza delle reti, con un incremento di generazione distribuita, accumuli, infrastrutture di ricarica elettrica e tasso di elettrificazione dei consumi. Tale aumento è più evidente nello scenario *Accelerated*. Questo comporterà una decentralizzazione dei punti di prelievo/immissione, maggiore domanda elettrica e potenza media richiesta, variabilità dei flussi di energia, richiedendo una gestione dinamica e flessibile della rete.

Fenomeni di scenario	Descrizione	Orizzonte temporale	Descrizione impatto	GBL interessate	Perimetro	Quantificazione - Tipologia impatto	Upside/ Downside	Quantificazione - range <100 €mln	100-300 €mln	>300 €mln
Transizione	Rischio/ opportunità: maggiore/ minore penetrazione delle rinnovabili	Medio	Valutazione dell'impatto di un diverso grado di penetrazione delle rinnovabili sulla capacità addizionale rispetto a due scenari di transizione alternativi allo scenario *Reference*	Global Generation	Gruppo Enel	EBITDA/anno[1]	Upside		●	
							Downside	●		
Transizione	Rischio/ opportunità: maggiore/ minore grado di elettrificazione dei consumi	Medio	Valutazione dell'impatto di un diverso grado di elettrificazione dei consumi rispetto al consumo medio unitario e alla domanda elettrica, considerando due scenari di transizione alternativi allo scenario *Reference*	Global Enel X Retail Global Grids	Gruppo Enel	EBITDA/anno[1]	Upside		●	
							Downside		●	

(1) 2030 anno benchmark.

● Upside (*Accelerated Transition* vs *Reference*) ● Downside (*Slower Transition* vs *Reference*)

Rischio di transizione sulla value chain

La transizione energetica sta trasformando le catene del valore delle utility integrate, attraverso gli impatti sull'approvvigionamento di materie prime e commodity energetiche.

Il processo di decarbonizzazione riduce progressivamente la dipendenza dai combustibili fossili e l'impatto di eventuali rischi legati alla volatilità dei prezzi delle commodity fossili, garantendo maggiore stabilità nel lungo termine. La crescente adozione di tecnologie rinnovabili, come solare ed eolico, richiede volumi elevati di metalli e minerali, tra cui alluminio, rame, polisilicio e litio. L'alta concentrazione geografica di alcune delle risorse espone le utility a rischi geopolitici, come interruzioni nella catena di fornitura e fluttuazioni nei prezzi. Per mitigare i rischi di transizione associati alla catena di approvvigionamento dei materiali, Enel adotta strategie di diversificazione delle fonti e dei fornitori e adotta una strategia volta alla circolarità, favorendo l'uso di materiali riciclati, l'estensione della vita utile e il recupero dei materiali. Questo consente di migliorare la resilienza, ridurre i costi e accelerare la transizione energetica.

La transizione energetica porta benefici di vario tipo per il consumatore finale e per la società. L'aumento dell'elettrificazione, supportata dalla crescente generazione rinnovabile (clean electrification), è la misura più efficace per il processo di decarbonizzazione. L'elettrificazione degli usi finali consente il risparmio energetico e quindi la riduzione dei costi energetici totali per i consumatori, contribuendo a ridurre la spesa per il cliente finale. Oltre ai vantaggi economici, l'elettrificazione dei consumi offre ai clienti benefici ambientali e sociali, come il miglioramento della qualità dell'aria grazie alla riduzione delle emissioni locali e la possibilità di autoprodurre energia.

Fenomeni fisici acuti e cronici: possibili impatti sul business, rischi e opportunità

Per quanto concerne i rischi e le opportunità associate alle variabili fisiche, e prendendo a riferimento gli scenari dell'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), si valuta l'andamento delle seguenti variabili e gli associati fenomeni operativi e industriali come potenziali rischi e opportunità.

Cambiamenti fisici cronici fonti di rischi e opportunità

I cambiamenti fisici cronici delle variabili climatiche possono influenzare il Gruppo in diversi modi. In particolare su:

Variabili impattate dai cambiamenti fisici cronici

- **Domanda elettrica**: variazione del livello medio delle temperature con effetto su incremento e/o riduzione del fabbisogno di energia elettrica.
- **Produzione termoelettrica**: variazione del livello e delle temperature medie dei mari e dei fiumi con effetti sulla produzione termoelettrica.
- **Produzione idroelettrica**: variazione del livello medio di precipitazioni piovose e nevose e delle temperature con potenziale incremento e/o riduzione della produzione idroelettrica.
- **Produzione solare**: impatti per la variazione del livello medio di irraggiamento solare, temperatura e pioggia.
- **Produzione eolica**: effetto per la variazione del livello medio di ventosità.
- **Catena del valore**: variazione del livello medio di precipitazioni piovose con potenziali impatti sulla catena di fornitura.

Per quanto riguarda la domanda elettrica, si è valutato che l'impatto nel medio-lungo termine dell'incremento di temperatura dovuto al cambiamento climatico sia molto contenuto. Il calcolo è stato effettuato utilizzando modelli che descrivono il sistema energetico a livello Paese, tenendo conto delle variazioni delle temperature, tramite indicatori che rappresentano il fabbisogno energetico di raffrescamento (Cooling Degree Days) e riscaldamento (Heating Degree Days), e delle specificità tecniche, socioeconomiche, di policy e di regolazione di ogni Paese (Energy System Model). Invece, sulla catena del valore, Enel ha avviato un'analisi sul rischio degli eventi climatici, identificando il perimetro potenzialmente più impattato dal cambiamento climatico (vedi "Rischio fisico per eventi acuti e cronici sulla value chain").

La seguente tabella mostra i fenomeni cronici rilevanti in base alle specificità di ogni attività, incluse Enel Grids ed Enel X Global Retail, associando anche una priorità.

Fenomeni cronici – Matrice d'impatto 2024

RILEVANZA

Priorità alta · Priorità bassa · Non rilevante

RILEVANZA ›

	PIOGGIA/ NEVE	VENTO	IRRAGGIAMENTO	LIVELLO DEI MARI	TEMPERATURA DELL'ARIA	TEMPERATURA FIUMI/MARI
Termoelettrica	●	○	○	●	●	●
Solare	◐	○	●	○	◐	○
Eolica	○	●	○	○	○	○
Idroelettrica	●	○	○	○	●	○
Storage	◐	○	○	○	◐	○
Geotermica	◐	○	○	○	◐	○
Grids	●	○	○	○	●	○
Enel X Global Retail	◐	○	◐	○	◐	○
Value Chain	●	○	○	○	○	○

Analisi sull'impatto dei cambiamenti climatici cronici sulla generazione rinnovabile

Per valutare l'impatto degli effetti cronici del cambiamento climatico sulla produzione degli asset del Gruppo, sono state sviluppate specifiche funzioni di "link" per ciascuna tecnologia rinnovabile (eolica, solare e idroelettrica) e impianto. Queste funzioni associano a ciascuna variazione delle variabili climatiche (come temperatura, irraggiamento, velocità del vento, precipitazioni) i probabili cambiamenti nella producibilità elettrica degli impianti del nostro portafoglio.

Per calibrare tali funzioni, si è partiti dai dati storici delle variabili meteo-climatiche[19] e dai riferimenti interni dell'energia producibile osservata del nostro parco impianti. In tal modo, si sono ottenute funzioni link che rispondono alle specifiche caratteristiche di ogni impianto e tecnologia rinnovabile, che sono state utilizzate per calcolare gli effetti del cambiamento climatico sulla produzione.

A seconda delle caratteristiche del Paese, una riduzione dell'energia prodotta può portare a sbilanciamenti lato sourcing che devono essere compensati o dall'acquisto a mercato dei volumi mancanti per alimentare la strategia commerciale o a una riduzione dei volumi venduti. Viceversa, una maggiore produzione rinnovabile porta a una possibile riduzione di acquisto di volumi a mercato, o a maggiori vendite. Effetti cronici sensibili sulla produzione si apprezzano nel medio-lungo periodo. Gli effetti sul business sono stati calcolati utilizzando gli impatti climatici cronici sulla produzione nello scenario peggiorativo RCP 8.5 per il downside, mentre l'upside è stato stimato utilizzando il valore dell'intervallo di incertezza attorno alla media dell'RCP 2.6 corrispondente al minor livello di cambiamento climatico. La tabella seguente mostra i risultati di quest'analisi.

19. Dati storici da fonte ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale) e dati ERA5 fonte ECMWF (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts).

Fenomeni di scenario	Descrizione	Orizzonte temporale	Descrizione impatto	GBL interessate	Perimetro	Quantificazione - Tipologia impatto	Upside/ Downside	Quantificazione - range		
								<100 €mln	100-300 €mln	>300 €mln
Fisico cronico	**Rischio/ opportunità:** maggiore o minore **produzione rinnovabile**.	Medio	La produzione rinnovabile è influenzata dalla disponibilità delle risorse le cui oscillazioni possono provocare impatti sul business. Sebbene variazioni strutturali non dovrebbero manifestarsi nel breve periodo, per valutare la sensibilità dei risultati del Gruppo sono state realizzate analisi di sensitivity considerando le variazioni di producibilità relative ai diversi scenari climatici.	Global Generation	Gruppo Enel	EBITDA/anno(1)	Upside	●		
							Downside			●

(1) 2030 anno benchmark.

● Upside scenario ● Downside scenario



Cambiamenti fisici acuti fonti di rischi e opportunità

I rischi associati ai fenomeni fisici acuti (eventi estremi) vengono valutati sia nel breve periodo sia nel medio-lungo periodo, utilizzando gli scenari (RCP 2.6, 4.5 e 8.5) per valutarne le potenziali variazioni in frequenza e intensità. In merito alle vulnerabilità degli asset all'interno del portafoglio del Gruppo e della catena di fornitura, è stata definita, in collaborazione con le relative Linee di Business Globali del Gruppo, una tabella dei principali eventi estremi rilevanti sulle diverse tecnologie, in ordine di priorità, come fatto per i fenomeni cronici.

Eventi estremi – Matrice d'impatto 2024

RILEVANZA

Priorità alta | Priorità bassa | Non rilevante

RILEVANZA ›

	ONDATE DI CALORE	ALLUVIONI/ PREC. INTENSE	NEVE INTENSA/ GHIACCIO	GRANDINE	TEMPESTE DI VENTO E CICLONI	INCENDI
Termoelettrica	Priorità alta	Priorità alta	Non rilevante	Non rilevante	Priorità bassa	Priorità bassa
Solare	Priorità alta	Priorità alta	Priorità alta	Priorità alta	Priorità alta	Priorità bassa
Eolica	Priorità alta	Priorità bassa	Priorità alta	Priorità bassa	Priorità alta	Priorità bassa
Idroelettrica	Priorità bassa	Priorità alta	Priorità bassa	Non rilevante	Priorità bassa	Non rilevante
Storage	Non rilevante	Priorità bassa	Non rilevante	Non rilevante	Non rilevante	Priorità bassa
Geotermica	Non rilevante	Non rilevante	Non rilevante	Non rilevante	Non rilevante	Priorità bassa
Grids	Priorità alta	Priorità alta	Priorità alta	Priorità bassa	Priorità alta	Priorità alta
Enel X Global Retail	Priorità alta	Priorità bassa	Priorità bassa	Priorità bassa	Priorità bassa	Priorità bassa
Value Chain	Priorità bassa	Priorità alta	Priorità bassa	Non rilevante	*In corso di valutazione*	Priorità bassa

Per quanto riguarda il fenomeno della fulminazione, Enel ha avviato la valutazione della priorità per le varie tecnologie. Per capire quindi gli eventuali impatti sul business si è partiti da questa matrice per effettuare, ove necessario e possibile, analisi *ad hoc* in ordine di priorità.

Gestione del rischio da eventi estremi nel breve termine

Nell'orizzonte di breve termine (1-3 anni) il Gruppo, oltre a valutazioni del rischio, mette in atto azioni volte alla riduzione degli impatti che il business può subire in seguito a eventi estremi di tipo catastrofale. In tal senso si possono distinguere due principali tipologie di azioni: la definizione di una efficace copertura assicurativa e le diverse attività di adattamento al cambiamento climatico, legate alla prevenzione dei danni che potrebbero derivare da eventi estremi.

Di seguito si illustrano le caratteristiche generali di tali azioni e, naturalmente, nel caso delle attività di adattamento per la prevenzione e mitigazione dei danni, si farà riferimento specifico alle Linee di Business Globali.

Impatti degli eventi fisici acuti sul Gruppo

Il Gruppo Enel possiede un portafoglio ben diversificato in termini di tecnologie, distribuzione geografica e dimensione degli asset e, di conseguenza, anche l'esposizione del portafoglio ai rischi naturali è diversificata.

Le evidenze empiriche riportano ripercussioni trascurabili di tali rischi, come dimostrano i dati relativi agli ultimi cinque anni. Considerando gli eventi più rilevanti, definiti come gli accadimenti con impatto lordo >10 milioni di euro, il valore cumulato dell'impatto lordo ammonta a ~120 milioni di euro, che rappresenta meno dello 0,06% dei valori assicurati del Gruppo al 2024, pari a ~220 miliardi di euro.

Le assicurazioni nel Gruppo Enel

Il Gruppo definisce annualmente programmi globali di assicurazione per i propri business, presenti nei diversi Paesi in cui opera. I due programmi principali, in termini di ampiezza di copertura e di volumi, sono:

- il Programma Property ("Property Damage and Business Interruption Insurance Program") per ciò che concerne i danni materiali che possono subire gli asset e l'interruzione del business che ne deriva. Quindi, oltre al costo per la ricostruzione a nuovo dell'asset (o di sue parti), si remunerano, entro i limiti e le condizioni definite nelle polizze, anche le perdite economiche dovute ai loro fermi in termini di produzione e/o di distribuzione dell'energia elettrica;
- il Programma Liability ("General & Environmental Liability Insurance Program") che copre i danni a terze parti, conseguenti anche agli impatti che possono avere eventi estremi sugli asset e sul business del Gruppo.

Partendo da un'efficace valutazione del rischio, inclusi gli eventi estremi naturali legati al cambiamento climatico, è possibile definire limiti e condizioni assicurative adeguati nelle polizze di copertura. Nonostante gli impatti sul business, il Gruppo ha dimostrato resilienza grazie ad ampi limiti di copertura e a una solida struttura di riassicurazione della società captive.

Accanto alla copertura assicurativa, il Gruppo dà grande importanza alla prevenzione manutentiva degli asset di produzione e distribuzione di energia. Queste attività non solo mitigano gli impatti degli eventi estremi, inclusi i rischi catastrofali naturali, ma ottimizzano il risk financing e riducono i costi dei programmi globali.

La strategia del Gruppo integra misure manageriali e assicurative adattive, come il contenimento dell'aumento dei premi assicurativi attraverso politiche di retention del rischio e trasferimento interno che incentivano le Linee di Business più virtuose. Infine, le analisi *ex post* degli eventi consentono di migliorare processi e pratiche per mitigare futuri impatti simili.

Valutare l'evoluzione futura del rischio per prioritizzare azioni di adattamento

La valutazione dell'evoluzione futura del rischio si serve di un indice sviluppato internamente e validato secondo le procedure di Gruppo seguite in ambito Risk Control. Tale indice, denominato Acute Events Risk Index (AERI), fornisce un'indicazione sintetica della variazione del rischio dovuto ai fenomeni climatici acuti per gli impianti rinnovabili. In particolare, mostra la quota di capacità installata che si troverà in zone di rischio climatico più o meno alto in funzione dell'incremento dell'hazard atteso a causa del riscaldamento globale nel periodo 2030-2050 rispetto al periodo storico[20].

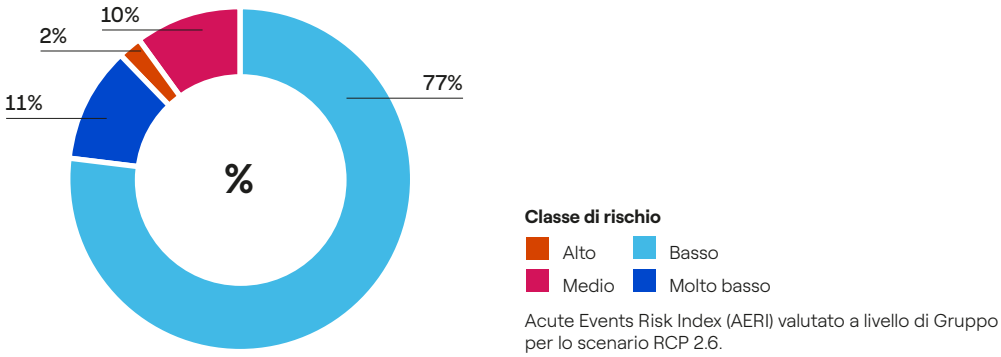
L'indice considera gli asset idroelettrici, solari ed eolici del Gruppo (Enel Green Power ed Enel X) e include gli impianti entrati in esercizio fino al 2023. È costruito usando le metriche climatiche e l'approccio seguito per il preliminary screening (vedi paragrafo "Come Enel garantisce la resilienza della generazione") e, quindi, questo indice fornisce una rappresentazione sintetica dello screening effettuato per ogni asset e fenomeno fisico rilevante. Lo scopo è identificare gli impianti che saranno soggetti ai cambiamenti climatici più intensi per definire le priorità per le analisi di dettaglio necessarie a identificare le azioni di adattamento da implementare.

Il valore di AERI di Gruppo declinato per ogni categoria di rischio si calcola aggregando i risultati per asset. Questi ultimi si ottengono considerando i fenomeni rilevanti rispetto ai quali si calcola il livello di cambiamento climatico futuro e successivamente, attraverso un'opportuna ponderazione, si assegna una classe di rischio (alta, media, bassa, molto bassa). Come mostrato nella figura seguente, nell'RCP 2.6 all'88% della capacità totale analizzata del Gruppo Enel è associato un rischio basso o molto basso: gli impianti in queste due categorie non dovrebbero essere soggetti a cambiamenti climatici rilevanti in questo scenario, rispetto ai valori di hazard già noti. Per questi asset, dunque, restano adeguati i criteri adottati e le azioni già implementate e le analisi di

20. Con l'AERI si assume così che gli impianti del Gruppo siano resilienti ai fenomeni estremi osservati in passato.

dettaglio avranno priorità minore. Le analisi saranno comunque aggiornate e affinate su base continua per garantire il monitoraggio del cambiamento climatico atteso su tutti gli impianti. Il 10% della capacità circa, invece, si trova in aree a medio rischio. Ciò significa che la situazione degli asset deve essere analizzata su base rolling per valutare la priorità di analisi più approfondite e dati a più alta risoluzione, allo scopo di definire le necessità di adattamento rispetto a fenomeni specifici. Infine, il 2% della capacità totale è localizzato in zone classificate ad alto rischio per il cambiamento climatico: per questi impianti un'analisi dettagliata è prioritaria per identificare possibili misure di adattamento.

RAGGRUPPAMENTO DELLA CAPACITÀ INSTALLATA DI GRUPPO (%) IN DIVERSE CATEGORIE DI RISCHIO DA CAMBIAMENTO CLIMATICO (SCENARIO RCP 2.6)



Acute Events Risk Index (AERI) valutato a livello di Gruppo per lo scenario RCP 2.6.

L'indice è stato stimato anche per l'RCP 8.5, che viene usato come stress test. In questo scenario worst case, le percentuali di asset ad alto e medio rischio aumentano, raggiungendo il 4% e 22% della capacità totale analizzata, rispettivamente. Il restante 74% si trova in aree caratterizzate da un rischio climatico basso e molto basso.

Le attività di adattamento al cambiamento climatico nel Gruppo Enel

Il Gruppo implementa soluzioni di adattamento al cambiamento climatico valutando i potenziali impatti al fine di calibrare opportunamente le misure necessarie per potenziare la capacità di risposta agli eventi avversi (Response Management) e per aumentare la resilienza del business (Resiliency Measures), riducendo quindi il rischio di futuri impatti negativi di eventi avversi.

Le soluzioni di adattamento possono comprendere sia azioni, policy e best practice implementate nel breve termine, sia decisioni di lungo termine. Per i nuovi investimenti, in linea con l'approccio generale, si può inoltre agire già nella fase di progettazione e costruzione, per ridurre by design l'impatto dei rischi climatici, come descritto nel paragrafo "Inclusione degli effetti del cambiamento climatico nella valutazione di nuovi progetti".

Nella tabella seguente è riportata una sintesi del tipo di azioni che Enel attua. Nei paragrafi successivi alcune attività vengono descritte in maggiore dettaglio.

Linea di Business	A. Resiliency Measures – Potenziamento resilienza degli asset	B. Response Management – Gestione eventi avversi
Enel Green Power and Thermal Generation	**Asset esistenti** 1. Linee guida per risk assessment e design tecnologia idraulica 2. Processi di "Lesson learned feedback" da O&M verso E&C e BD 3. Policy n. 1289 Enel Green Power and Thermal Generation Climate Change Risk Assessment **Nuove costruzioni** In aggiunta a quanto fatto per gli asset esistenti: 1. Climate Change Risk Assessment in linea con la nuova Policy n. 1289 Enel Green Power and Thermal Generation Climate Change Risk Assessment	**Asset esistenti** 1. Gestione incidenti ed eventi critici 2. Piani e procedure di gestione emergenze sito-specifici 3. Tool specifici per la previsione di eventi estremi imminenti e allerte maltempo
Enel Grids	**Asset esistenti e nuove costruzioni** 1. Linee guida per la definizione di piani di incremento della resilienza delle reti (per esempio, "Network Resilience Enhancement Plan" e-distribuzione) 2. Strategie e Linee guida su azioni di Risk Prevention sulla rete di distribuzione 3. Il "Piano Resilienza" in Italia e il "Network Strength" in Colombia	**Asset esistenti** 1. Strategie e linee guida su azioni di Readiness, Response, Recovery sulla rete di distribuzione 2. Linee guida globali per la gestione emergenze ed eventi critici 3. Misure di prevenzione del rischio e di preparazione in caso di incendi su installazioni elettriche (linee, trasformatori ecc.)
Enel X Global Retail	**Asset esistenti** 1. Analisi preliminare degli impatti dei cambiamenti climatici a medio-lungo termine	**Asset esistenti** 1. Enel X Critical Event Management

Enel ha inoltre portato a termine un progetto dedicato alla costruzione di un catalogo di azioni di intervento pratiche, volte a potenziare la resilienza degli asset e la loro capacità di risposta ai possibili effetti del cambiamento climatico.
Tale catalogo comprende azioni mirate per ognuno degli eventi rilevanti riportati nelle matrici dei fenomeni rilevanti identificati, per ogni area geografica di interesse del Gruppo e differenziate in base alle diverse tecnologie degli asset detenuti in tali aree. L'elenco delle possibili azioni di adattamento è manutenuto e aggiornato ciclicamente in base a necessità emergenti e all'affinamento delle analisi.
Il catalogo è un elemento importante che raccoglie le opzioni di adattamento possibili, a partire dalle quali è possibile fare stime di costo e beneficio relative ad applicazioni su specifici siti e individuare l'azione migliore da intraprendere.

Le attività per la gestione preventiva delle vulnerabilità

Nel quadro delle attività di adattamento realizzate, il Gruppo sta implementando un modello di security innovativo per l'analisi e la gestione delle vulnerabilità, orientato a prevenire le crisi e contribuire a ridurre i rischi fisici, operativi e reputazionali, contenendo l'esposizione di Enel a potenziali minacce e impatti economici. Questo modello privilegia l'approccio preventivo, per identificare e mitigare i rischi prima che questi mutino in vere e proprie crisi o emergenze.

Un aspetto fondamentale di questo approccio è la promozione di una gestione condivisa delle emergenze, coinvolgendo sinergicamente tutti gli attori istituzionali e aziendali competenti, in particolare rafforzando le relazioni tra il settore pubblico e quello privato, attraverso la stipula di protocolli di intesa con le autorità locali, le forze di polizia e altre agenzie che prestano servizi essenziali.

Tale sistema di cooperazione permette una gestione più fluida delle emergenze, favorendo un rapido scambio di informazioni e una coordinazione più efficace durante le fasi critiche. Inoltre, la Funzione Security implementa una continua attività formativa e di addestramento per sviluppare consapevolezza e competenze per la gestione delle crisi, incluso il climate change. Le simulazioni di crisi realizzate in collaborazione con le forze di polizia e la Protezione Civile

sono fondamentali per testare sul campo la capacità di risposta e perfezionare le procedure per garantire tempestività ed efficienza.

L'ulteriore pilastro di tale modello è l'introduzione di un livello di "preallerta massima" come fase intermedia prima dell'attivazione delle misure straordinarie di gestione della crisi, per monitorare l'evolversi delle situazioni a rischio e attivare tempestivamente le procedure di intervento. In caso di preallerta massima, viene attivata una sala operativa di crisi, da collocare presso una delle amministrazioni pubbliche responsabili, che funge da centro di coordinamento per tutte le attività di gestione dell'emergenza. Centralizzando le comunicazioni e le decisioni, si garantisce efficacia e velocità di risposta a eventi che possano compromettere la sicurezza di infrastrutture critiche e dei servizi essenziali.

Come Enel garantisce la resilienza della generazione

Per la generazione si agisce sia mediante interventi mirati su siti specifici sia attraverso attività e processi di gestione *ad hoc*. Inoltre, è stata definita la policy Enel Green Power and Thermal Generation Climate Change Risk Assessment. Tra le iniziative intraprese, citiamo per esempio:

- previsioni meteo, per monitorare sia la risorsa rinnovabile sia gli eventi estremi, anche con servizi di allerta per la protezione di persone e asset;
- miglioramento dei sistemi di gestione delle acque di raffreddamento di alcuni impianti per compensare fenomeni derivanti dall'abbassamento dei fiumi, come per esempio il Po in Italia;
- specifici interventi tecnologici ("fogging systems") per migliorare il flusso dell'aria in ingresso e compensare la riduzione di potenza dovuta all'aumento della temperatura ambiente nei CCGT;
- installazione di pompe di drenaggio, sollevamento del terrapieno, pulizia periodica dei canali, e interventi per rafforzare i terreni adiacenti agli impianti rispetto a eventi franosi e per mitigare i rischi di alluvione;
- monitoraggio avanzato dello stato degli asset. Rivalutazione periodica sito-specifica per gli impianti idroelettrici degli scenari di alluvione attraverso simulazioni numeriche. Gli scenari elaborati sono gestiti con azioni di mitigazione e interventi sulle opere civili, sulle dighe e opere di presa;
- verifica di potenziali trend climatici per i principali parametri di progetto da considerare nel dimensionamento dei sistemi e di opere civili specifiche (ad esempio, valutazioni sulla piovosità nella progettazione dei sistemi di drenaggio in impianti solari);
- stima di velocità del vento estreme utilizzando database aggiornati contenenti i registri e le traiettorie storiche di uragani e tempeste tropicali, con conseguente selezione della tecnologia delle turbine eoliche più adatta.

In aggiunta, per reagire prontamente agli eventi avversi, il Gruppo adotta procedure dedicate per la gestione delle emergenze con protocolli di comunicazione in tempo reale, pianificazione e gestione di tutte le attività per il ripristino delle attività operative in breve tempo e check-list standard per la valutazione dei danni e il ritorno in servizio in sicurezza in tutti gli impianti nel tempo più breve possibile. Una soluzione per minimizzare gli impatti dei fenomeni climatici è il processo di "Lesson Learned Feedback", che viene implementato dalle Funzioni tecniche ed è regolato dal modello operativo esistente e influenza i progetti futuri.

L'analisi degli impatti climatici futuri per identificare le necessità di adattamento: nella Linea di Business Generazione, partendo dalla mappatura dei fenomeni rilevanti a livello globale si conducono ogni anno analisi dei rischi climatici acuti e cronici per stimare l'impatto futuro nel medio-lungo termine sugli impianti di generazione del Gruppo**.** In particolare, l'analisi sugli eventi acuti è eseguita in due fasi:

- preliminary screening dell'hazard ed esposizione per tutti gli impianti hydro, wind e solar con l'obiettivo di classificare la flotta esistente, considerando le specifiche vulnerabilità e identificando gli impianti con un maggior rischio sui quali poi effettuare un'analisi di dettaglio;
- detailed analysis sugli impianti risultati a maggior rischio, consentendo la futura identificazione di eventuali azioni di adattamento per prevenire impatti come danni diretti e perdita di produzione.

L'analisi di dettaglio è stata sviluppata per tener conto delle proiezioni climatiche e di tutte le informazioni sul sito e sull'asset, al fine di individuare gli asset esposti al relativo fenomeno. Tra le analisi effettuate, per esempio, citiamo lo studio delle precipitazioni intense, funzionale a individuare interventi come azioni di mitigazione idraulica o interventi sulle strutture di supporto nel caso dei pannelli solari. Gli studi riguardano anche ondate di calore e di freddo, rilevanti per esempio per impianti solari ed eolici. Inoltre, vengono analizzati anche il rischio incendio e le tempeste di vento, rispetto

alle quali i risultati hanno evidenziato un'elevata resilienza by design, soprattutto degli impianti eolici. Nel complesso, l'analisi di dettaglio sulla flotta esistente ha individuato un numero limitato di asset a rischio alto nel lungo termine. Le metodologie sviluppate contribuiscono a migliorare la resilienza (per esempio con design adattivi) e la gestione del rischio residuo e delle emergenze.

La resilienza delle reti al centro della strategia Enel

La Linea di Business Enel Grids, seguendo le linee guida definite dalla policy di Gruppo, ha emesso una specifica policy (Climate Change Risk Assessment) al fine di fornire criteri generali, metodologia e requisiti adottati per l'identificazione, l'analisi e la valutazione di rischi inerenti al cambiamento climatico, relativamente agli asset gestiti e alle attività svolte, al fine di monitorare il rischio e le azioni da mettere in atto per mitigarne gli impatti.

Per far fronte agli eventi climatici estremi, la Linea di Business Enel Grids ha adottato un approccio denominato "4R" che in un'opportuna policy definisce le misure da adottare sia in fase di preparazione di un'emergenza, sia per un repentino ripristino del servizio in caso di danni agli asset e/o disalimentazioni. La strategia delle 4R si articola in quattro fasi.

1. Risk Prevention: azioni che consentano di ridurre la probabilità di perdere elementi di rete a causa di un evento e/o a minimizzare i suoi effetti, ovvero interventi sia di manutenzione sia di incremento della resilienza.
2. Readiness: interventi per una tempestiva identificazione di un evento potenzialmente critico, per assicurare il coordinamento con la Protezione Civile e le istituzioni locali, e predisporre le risorse necessarie.
3. Response: fase in cui viene valutata la capacità operativa di gestire un'emergenza causata da un evento estremo, inclusa la capacità di mobilitare risorse operative e la possibilità di effettuare manovre telecomandate di rialimentazione tramite collegamenti resilienti di backup.
4. Recovery: fase in cui la rete torna in condizioni di funzionamento ordinarie, nei casi in cui l'evento meteo estremo abbia determinato interruzioni del servizio nonostante le misure adottate.

Seguendo tale approccio, la Linea di Business ha predisposto diverse policy su azioni specifiche volte a trattare i vari aspetti e i diversi rischi inerenti al climate change. In particolare, citiamo a titolo di esempio:

- Guidelines for Readiness Response and Recovery actions during emergencies: policy relativa alle ultime tre fasi dell'approccio 4R precedentemente descritto;
- Guideline for Network Resilience Enhancement Plan: focalizzata su Prevention e Readiness, riguarda l'identificazione degli interventi prioritari per migliorare specifici KPI di performance. In Italia, dove esiste una regolazione dedicata, tali interventi sono parte del Piano Resilienza. Tali investimenti mirano a ridurre l'impatto di eventi estremi (ondate di calore, manicotto di ghiaccio e tempeste di vento). Dal 2017, sono stati investiti circa 900 milioni di euro per il miglioramento della resilienza delle reti di e-distribuzione. Anche negli altri Paesi, sia in Europa sia in Sud America, il processo di pianificazione degli investimenti tiene conto delle necessità di adattamento e di ogni sinergia possibile con il contesto regolatorio e istituzionale;
- Measures for Risk Prevention and Preparation in case of wildfires affecting the electrical installations: una policy dedicata al rischio incendi che definisce un approccio integrato di gestione delle emergenze applicato al fenomeno incendi boschivi;
- Implementazione di sistemi di previsione meteorologica, di monitoraggio dello stato della rete e di valutazione dell'impatto dei fenomeni climatici, predisposizione di piani operativi, inclusi accordi preventivi per la mobilitazione di risorse straordinarie, e organizzazione di esercitazioni.

Enel Grids contribuisce a studi in merito alla resilienza e all'adattamento al cambiamento climatico, come per esempio durante l'evento CIRED 2023 (International Conference & Exhibition on Electricity Distribution) dove ha presentato due paper sul tema: "10383 - Climate Adaptation Plan for Distribution Networks" e "10306 - Six-Sigma Technique to Identify Resilience Events on Electrical Networks". In aggiunta, nell'ottica del miglioramento continuo, Enel Grids effettua attività di scouting di soluzioni tecnologiche a supporto delle attività di adattamento e resilienza.

L'analisi degli impatti climatici futuri per identificare le necessità di adattamento: la Linea di Business Enel Grids, partendo dalla mappatura dei fenomeni rilevanti a livello globale, monitora l'andamento dei fenomeni maggiormente critici nei diversi Paesi di presenza, e analizza l'impatto futuro del cambiamen-

to climatico sulla rete nel medio-lungo termine. Per fare ciò, vengono identificate le analisi prioritarie, a partire dalle quali sono state quindi condotte analisi di dettaglio per specifici fenomeni e geografie, come per esempio:

- precipitazioni intense/tempeste di vento: sono state analizzate le proiezioni climatiche per il fenomeno della ciclogenesi esplosiva in Spagna, e le precipitazioni estreme in Colombia, nelle aree di Bogotà e Cundinamarca, dove sono stati pianificati interventi come l'impermeabilizzazione delle cabine secondare in aree urbane. Sempre in America Latina è stata condotta una prima analisi in Cile sugli impatti delle tempeste di vento nell'area di concessione a Santiago del Cile che ha evidenziato la persistenza del fenomeno monitorato per la futura pianificazione di interventi di rinforzo della rete aerea. Sono in corso ulteriori studi su fenomeni legati a pioggia e vento in Brasile e Colombia;
- ondate di calore: tale evento, critico per le linee in cavo interrato, secondo le analisi, in Italia si intensificherà considerevolmente nei prossimi decenni. L'impegno del Gruppo si sostanzia nel Piano Resilienza sopra riportato e nella partecipazione al bando del PNRR (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza) per l'incremento della resilienza delle infrastrutture. Sono stati effettuati studi preliminari anche in Spagna, con focus sulle aree di concessione maggiormente colpite. Le prime evidenze mostrano un aumento atteso delle ondate di calore rispetto al quale è stata definita una serie di azioni che verranno inserite nei piani di sviluppo del Paese.

Attività di adattamento – Enel X Global Retail

La Linea di Business Enel X Global Retail, per far fronte agli eventi climatici estremi, ha proseguito i lavori per stimare i potenziali impatti dei fenomeni fisici allo scopo di definire le relative azioni di adattamento ai cambiamenti climatici, attraverso una più dettagliata mappatura dei rischi climatici e l'identificazione di soluzioni in grado di rendere più resilienti gli asset.

Per gli asset di proprietà, che rappresentano una quota minoritaria, sono proseguite le analisi degli impatti e sono previste polizze assicurative di Gruppo sui danni da eventi catastrofali.

Inoltre, attraverso iniziative di marketing intelligence, Enel X Global Retail sta valutando i fabbisogni di breve, medio e lungo periodo dei clienti per offrire nuove soluzioni e servizi. Il contesto attuale, infatti, permette di esplorare opportunità di business legate al cambiamento climatico da integrare nelle proprie offerte e di arricchire la proposta di valore per i clienti al fine di supportarli nella consapevolezza sui rischi climatici dei propri asset con lo scopo di aumentarne la resilienza. A tal proposito, Enel X Global Retail mette a disposizione l'"Enel X NBS Biodiversity Handbook" e l'"Enel X Urban Biodiversity Scoring Model", due strumenti per la mitigazione del global warming che consentono di integrare le Nature-Based Solutions (NBS) più adatte a ogni soluzione di business e valutarne l'impatto positivo sul clima, sulle risorse naturali e sull'esperienza umana attraverso un ampio set di indicatori scientifici.

Inoltre, Enel X Global Retail utilizza anche le azioni di adattamento per le proprie tecnologie incluse nel catalogo di adattamento di Gruppo. Per quanto riguarda gli asset fotovoltaici di proprietà della Linea di Business, utilizzando proiezioni climatiche fino al 2050 sono stati valutati gli impatti dei fenomeni acuti rilevanti (alluvioni, tempeste di vento ecc.) e i costi-benefici delle azioni di adattamento.

Rischio fisico per eventi acuti e cronici sulla value chain

Il cambiamento climatico rappresenta una sfida per l'intera catena del valore, incidendo su ogni fase, dalla produzione alla distribuzione, fino al consumo finale. Come sopra riportato, Enel valuta attentamente il rischio fisico da eventi climatici per le proprie attività. Tuttavia, impatti potenzialmente rilevanti si osservano anche sulla supply chain, dove eventi climatici estremi più intensi e frequenti possono compromettere trasporti, approvvigionamenti e operatività dei siti produttivi. Eventi come la grave siccità nel canale di Panama (2023-2024) e la conseguente riduzione dei transiti giornalieri hanno dimostrato come le condizioni climatiche possano influenzare la logistica e la distribuzione delle merci.

Enel ha avviato un'analisi del rischio climatico associato alle principali catene di fornitura, quali quelle di moduli fotovoltaici, turbine eoliche, batterie stazionarie, cavi, trasformatori e caricatori per la mobilità, e quelle di commodity, come gas e carbone, analizzando siti produttivi e snodi commerciali chiave, come il canale di Panama. Le informazioni sulla catena lo-

gistica e sui siti produttivi dei fornitori del Gruppo e dei produttori di componenti sono state sovrapposte alle analisi climatiche per una valutazione preliminare dei rischi identificando le aree maggiormente esposte. Per queste analisi sono stati utilizzati indicatori climatici, calcolati a partire dai dati di un ensemble di modelli globali CMIP6 per i tre scenari RCP di riferimento. Tali valutazioni saranno progressivamente estese e migliorate.

Per tutti gli scenari futuri nel periodo 2030-2050 rispetto allo storico di riferimento (1990-2020), il numero medio di giorni all'anno con ondate di calore tenderà ad aumentare. Questo aumento sarà più intenso nella Cina continentale, sede di diversi siti produttivi legati alla catena del fotovoltaico e delle batterie, e in alcune aree del Sud America, in particolare in Brasile e Colombia, sede di alcuni impianti produttivi della catena dei cavi e dei trasformatori.

Per gli altri fenomeni (siccità, alluvione, gelo), i dati climatici degli scenari RCP mostrano variazioni eterogenee nelle diverse regioni. Nella zona della Cina meridionale, dove si trovano numerosi siti produttivi, e per zone produttive del Sud America sono previsti incrementi delle piogge intense nello scenario RCP 2.6. Al contrario, per fabbriche presenti nel nord della Cina, India e Brasile si prevede una riduzione delle precipitazioni croniche.

Per quanto riguarda il canale di Panama, il numero di giorni consecutivi di siccità aumenterà nello scenario RCP 2.6, e, in maniera più significativa, anche nello scenario RCP 8.5 rispetto al periodo storico di riferimento.

Enel adotta strategie mirate che contribuiscono a mitigare rischi, come la diversificazione dei fornitori e l'applicazione di clausole contrattuali standard che includono la stipula di contratti assicurativi, garanzie e la gestione degli eventi di forza maggiore. A oggi, Enel non ha riscontrato danni diretti significativi sulle proprie catene di fornitura a causa di eventi climatici, sebbene tali eventi possano aver generato ritardi nelle consegne.

Inclusione degli effetti del cambiamento climatico nella valutazione di nuovi progetti

Molte attività legate alla valutazione e realizzazione di nuovi progetti possono beneficiare delle analisi climatiche, sia generali sia sito-specifiche, che il Gruppo sta iniziando a integrare con quelle già considerate nella valutazione dei nuovi progetti. Per esempio:

- studi preliminari: in questa fase i dati climatici offrono screening preliminari, attraverso l'analisi di specifici fenomeni, e sintetizzati in indicatori come l'Acute Events Risk Index. Questi dati forniscono una misura preliminare dei fenomeni maggiormente rilevanti nell'area, tra quelli identificati come di interesse per ogni tecnologia;
- stima della producibilità attesa: gli scenari climatici sono integrati per consentire di valutare come il cambiamento climatico modificherà la disponibilità della risorsa rinnovabile sul sito specifico;
- analisi di impatto ambientale: a integrazione della documentazione prodotta per i nuovi impianti, il Climate Change Risk Assessment contiene una rappresentazione dei principali fenomeni fisici e del loro cambiamento atteso nell'area;
- design resiliente: come descritto, tra le attività di adattamento al cambiamento climatico, assumono grande rilevanza quelle rivolte alla progettazione di asset resilienti by design; il Gruppo sta integrando le analisi esistenti basate sui dati storici già in uso al fine di aumentare la resilienza degli asset futuri, comprendendo tutte le azioni di adattamento eventualmente necessarie nel corso della vita utile del progetto.

Piano d'azione per la gestione degli IRO materiali

Di seguito si riportano rischi e opportunità individuati tra gli IRO materiali legati all'adattamento climatico e alla transizione con il relativo piano d'azione.

DESCRIZIONE IRO	AZIONE	DESCRIZIONE	Ambito	Target	Timing	Monitoraggio
Eventi meteorologici estremi (per esempio cicloni, siccità, inondazioni, tempeste, ondate di calore e incendi) dovuti al cambiamento climatico con conseguenti danni o riduzione dell'efficienza degli impianti di produzione e distribuzione dell'energia e delle infrastrutture di supporto, causandone il declassamento delle capacità, l'interruzione temporanea dell'operatività o l'arresto completo	**Predisposizione di azioni e procedure per la risposta agli eventi avversi e degli investimenti per incrementare la resilienza**	Il Gruppo implementa soluzioni di adattamento al cambiamento climatico potenziando la capacità di risposta agli eventi avversi (Response Management) e per aumentare la resilienza del business (Resiliency Measures) riducendo quindi il rischio di futuri impatti negativi di eventi avversi.	**Generazione e distribuzione elettrica**	—	Rolling	Rolling, in allineamento con processi aziendali.
	Programmi globali di assicurazione	Il Gruppo definisce annualmente programmi globali di assicurazione per i propri business, presenti nei diversi Paesi in cui opera, anche per il rischio di eventi estremi legati al cambiamento climatico.	**Generazione e distribuzione elettrica**	—	Rolling	Rolling, in allineamento con processi aziendali.
	Integrazione degli scenari di cambiamento climatico nelle valutazioni su asset operativi e nuovi progetti	Attraverso l'analisi di specifici fenomeni, caratterizzati con le proiezioni climatiche, il Gruppo valuta il rischio climatico per i propri asset integrando queste informazioni nei processi, per esempio considerandole per l'identificazione di necessità di adattamento degli asset operativi e per il design e la valutazione di nuovi progetti.	**Generazione**	—	Rolling	Rolling, in allineamento con processi aziendali.
Maggiori investimenti pubblici per la resilienza delle infrastrutture per affrontare la mitigazione e la riduzione del rischio fisico climatico e ridurre le interruzioni del servizio	**Predisposizione del piano di investimenti per ridurre l'impatto di eventi estremi**	Enel identifica interventi prioritari per migliorare la performance attraverso la policy Guideline for Network Resilience Enhancement Plan. In Italia, dove esiste una regolazione dedicata, tali interventi sono parte del Piano Resilienza. Anche negli altri Paesi, sia in Europa sia in Sud America, il processo di pianificazione degli investimenti tiene conto delle necessità di adattamento e di ogni sinergia possibile con il contesto regolatorio e istituzionale.	**Distribuzione elettrica**	—	La frequenza di aggiornamento del piano di investimenti è annuale. Per il Piano Resilienza Italia si procede in coerenza con le indicazioni regolatorie.	Rolling, in allineamento con processi aziendali.
Nuove politiche, regolamentazioni e misure tempestive ed efficaci delle istituzioni pubbliche, comprese procedure di permitting semplificate, volte ad accelerare la transizione energetica e lo sviluppo delle tecnologie correlate	**Supervisione delle evoluzioni regolatorie e di policy per valorizzare le opportunità di business**	• Attività di advocacy nel dibattito istituzionale • Contributo attivo alle policy tramite tavoli tecnici e consultazioni pubbliche • Business integrato su rinnovabili, reti di distribuzione e retail • Presenza geografica strategica per cogliere le opportunità della transizione	**Generazione di energia, distribuzione di energia, commercializzazione di energia e servizi**	—	Rolling	Rolling, in allineamento con processi aziendali.

— NO

Politiche relative alla mitigazione e all'adattamento del cambiamento climatico

ESRS E1-2 – Politiche per la mitigazione e l'adattamento al cambiamento climatico

La lotta ai cambiamenti climatici è un principio fondamentale della Politica Ambientale di Gruppo, nella quale si ribadisce l'impegno alla mitigazione e all'adattamento concretizzati nella strategia e negli obiettivi climatici del Gruppo. Per dettagli sulla Politica Ambientale, si rimanda al paragrafo "Conservazione del capitale naturale".
Allo scopo di facilitare la corretta identificazione e gestione di rischi e opportunità legati al cambiamento climatico, nel 2021 è stata pubblicata inoltre una policy di Gruppo che descrive le linee guida comuni per la valutazione dei rischi e delle opportunità legati al cambiamento climatico. La policy Climate change risks and opportunities definisce un approccio condiviso per l'integrazione dei temi relativi al cambiamento climatico e alla transizione energetica nei processi e nelle attività del Gruppo, informando così le scelte industriali e strategiche per migliorare la resilienza del business e la creazione di valore sostenibile sul lungo termine, in coerenza con la strategia di adattamento e mitigazione. Infatti, vengono perseguiti obiettivi di mitigazione del cambiamento climatico, con una strategia di decarbonizzazione, focalizzata su rinnovabili, elettrificazione e tecnologie abilitanti in combinazione con una strategia di adattamento, integrando i processi aziendali per ridurre e gestire i rischi e cogliere le opportunità.
I passi principali per integrare le analisi climatiche nei processi e nelle attività, descritti nella policy, sono di seguito descritti.

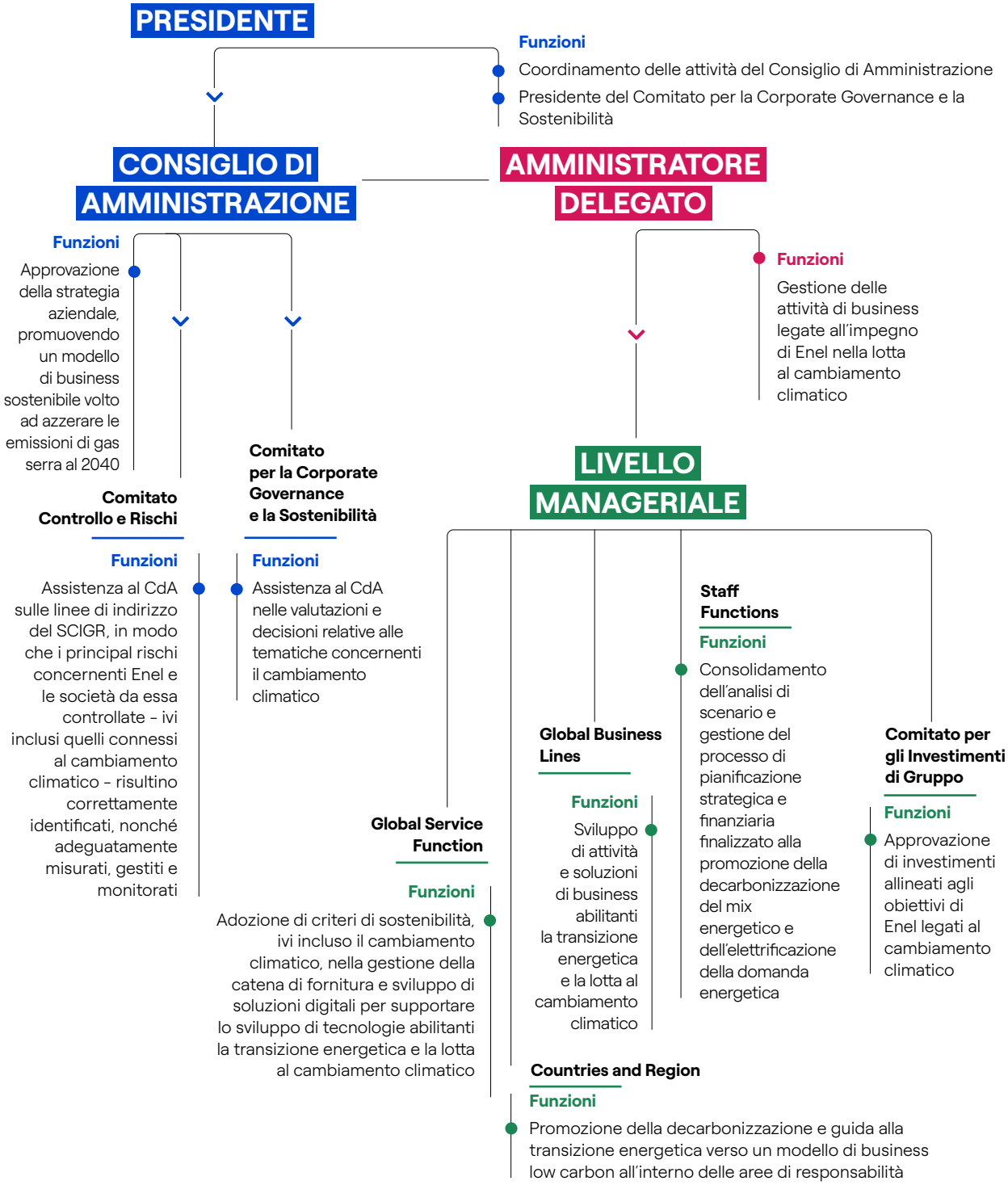
Prioritizzazione dei fenomeni e analisi degli scenari	Queste attività includono l'identificazione dei fenomeni fisici e di transizione rilevanti per il Gruppo e la conseguente elaborazione degli scenari da considerare, elaborati tramite analisi e lavorazione di dati da fonti interne ed esterne. Per i fenomeni identificati si possono sviluppare le funzioni che collegano gli scenari (per esempio dati sulla variazione delle risorse rinnovabili) all'operatività del business (per esempio variazione di producibilità attesa).
Valutazione degli impatti	Comprende tutte le analisi e le attività necessarie a quantificare gli effetti a livello operativo, economico e finanziario, in funzione dei processi nei quali queste si integrano (per esempio design di nuove costruzioni, o valutazione delle performance operative ecc.).
Azioni operative e strategiche	Le informazioni ricavate dalle attività precedenti sono integrate nei processi, informando le decisioni del Gruppo e le attività di business. Alcuni esempi di attività e processi che ne beneficiano sono l'allocazione del capitale, per esempio per la valutazione degli investimenti sugli asset esistenti o sui nuovi progetti, la definizione di piani di resilienza, le attività di gestione e di finanziamento del rischio, le attività di ingegneria e business development.

La governance del cambiamento climatico

ESRS 2 GOV-1 Ruolo degli organi di amministrazione, direzione e controllo

L'implementazione della strategia di transizione energetica, volta a mitigare i rischi e a cogliere le opportunità legate al cambiamento climatico, presuppone una governance societaria efficace, con ruoli chiari e ben definiti.

Il sistema di governance delle tematiche climatiche posto in essere dal Gruppo Enel è semplificato nello schema riportato di seguito, mentre per una approfondita disamina della governance societaria si rimanda alla sezione "Governance" del presente documento.



Il sistema di advocacy di Enel su politiche climatiche e una transizione energetica giusta

ESRS G1-5 – Influenza politica e attività di lobbying

Enel si impegna a svolgere le proprie azioni di advocacy pubblica diretta e indiretta in linea con l'Accordo di Parigi e l'obiettivo di limitare il riscaldamento globale al di sotto di 1,5 °C. Riprendendo lo spirito originario dello stesso, lo fa coinvolgendo stakeholder istituzionali, associazioni di categoria, organizzazioni non governative e mondo accademico. Il fine è quello di promuovere la visione del Gruppo su clima, politiche di azzeramento delle emissioni di gas serra e un percorso di transizione energetica giusta. Tramite la sua advocacy diretta Enel interagisce con i policy maker, mentre con advocacy indiretta contribuisce al posizionamento e al dibattito nelle associazioni di categoria.

L'obiettivo è quello di creare consenso e supporto per il percorso necessario per la decarbonizzazione dell'economia globale prevista dall'Accordo di Parigi.

Struttura e governance dell'advocacy

A livello globale il coordinamento dell'advocacy del Gruppo Enel sulle politiche climatiche è garantito dall'unità Energy and Climate Policies. L'unità ha la responsabilità di assicurare la coerenza degli scenari globali e le posizioni sulle politiche climatiche con il supporto dei Paesi e delle Linee di Business Globali. L'obiettivo è orientare le attività di advocacy nazionali e locali di Enel, grazie a un continuo dialogo con le istituzioni e la più ampia gamma di stakeholder attivi nel dibattito sul clima.

A livello nazionale nei Paesi di presenza, l'impegno di Enel in materia di advocacy è condotto dalle unità di relazioni istituzionali con il supporto delle unità di business.

Esso viene perseguito attraverso attività specifiche e un più ampio coinvolgimento degli stakeholder sui temi della decarbonizzazione e della transizione energetica giusta e inclusiva adottando un approccio simile a quello adottato a livello globale. L'advocacy di Enel in tale ambito è attuata attraverso un impegno *ad hoc* su specifiche proposte legislative, ma anche attraverso un più ampio coinvolgimento degli stakeholder a livello nazionale attraverso la piattaforma "Energy Transition Roadmap" di Enel.

Enel valuta, su base continuativa, l'allineamento delle proprie climate policy e azioni di advocacy diretta con gli obiettivi fissati dall'Accordo di Parigi. Infatti, l'attività di advocacy viene definita sulla base della strategia del Gruppo, che viene presentata ogni anno alla comunità finanziaria, e che è orientata a promuovere un sistema energetico accessibile, sicuro e sostenibile attraverso:

- lo sviluppo di fonti rinnovabili e sistemi di accumulo;
- la decarbonizzazione ed elettrificazione degli usi finali dell'energia;
- la digitalizzazione delle reti di distribuzione e il miglioramento della resilienza a eventi climatici sempre più frequenti e intensi.

Tali princípi generali guidano le azioni del Gruppo nel raggiungimento dei suoi obiettivi di riduzione di emissioni di gas serra certificati dalla Science Based Targets initiative come allineati all'Accordo di Parigi, in linea con uno scenario di limitazione dell'incremento delle temperature globali entro 1,5 °C rispetto ai livelli preindustriali. Il Gruppo monitora costantemente e proattivamente l'evoluzione tecnologica per accelerare il processo di decarbonizzazione e investe nell'innovazione come leva fondamentale per la creazione di valore e di vantaggio competitivo. Inoltre, ha definito un piano di adattamen-

to al cambiamento climatico, al fine di aumentare la resilienza degli asset, limitando i potenziali impatti da eventi climatici per garantire un servizio sicuro e sostenibile nei Paesi in cui opera. In accordo con la policy del Gruppo Climate change risks and opportunities, le attività di advocacy sul clima del Gruppo sono supportate da energy transition roadmaps, attraverso cui Enel ingaggia un ampio spettro di stakeholder in relazione alle azioni necessarie a livello nazionale per perseguire gli obiettivi dell'Accordo di Parigi.

Advocacy diretta – Posizionamento sulle politiche climatiche

Nel 2024, Enel ha partecipato ai principali dibattiti normativi e regolatori su scala globale, europea e nazionale.

- A livello globale, ha contribuito ai negoziati sul clima dell'UNFCCC e alla COP29 di Baku, promuovendo un maggior coinvolgimento del settore privato e sostenendo iniziative per accelerare la transizione energetica.
- A livello europeo, ha rappresentato la propria visione e promosso la propria posizione sulle politiche strategiche, tra cui il "Clean Industrial Deal", il "Net Zero Industry Act" e l'"Electrification Action Plan", partecipando alle discussioni su competitività, decarbonizzazione e governance energetica.
- A livello nazionale, ha attivato azioni di advocacy e supportato i piani clima ed energia e i regolamenti per lo sviluppo delle rinnovabili, la semplificazione normativa e l'elettrificazione con specifiche proposte per migliorare il contesto normativo e infrastrutturale.

Advocacy indiretta – Collaborazioni con associazioni e organizzazioni

Il Gruppo svolge un ruolo attivo in diverse associazioni e organizzazioni sia di settore sia multistakeholder con l'obiettivo di promuovere temi riguardanti la transizione energetica giusta e l'impegno per la lotta al cambiamento climatico a livello nazionale e globale. Enel si impegna affinché le varie associazioni industriali, business network e think tank di cui fa parte operino in piena coerenza con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi e della roadmap di decarbonizzazione stabilita dal Gruppo. Pertanto, Enel verifica sistematicamente la coerenza delle posizioni delle associazioni con le politiche climatiche condivise a livello di Gruppo e con l'Accordo di Parigi. Questo processo di verifica viene effettuato in due fasi:

(i) prima di aderire all'associazione, attraverso un'analisi approfondita dello statuto dell'ente, in linea con la Policy Clima emessa a settembre 2021;

(ii) dopo l'adesione all'associazione, contribuendo attivamente ai lavori e/o assumendo posizioni di responsabilità all'interno della stessa o promuovendo la posizione del Gruppo Enel all'interno dei gruppi di lavoro.

Annualmente viene inoltre condotta una revisione dell'allineamento delle associazioni con la strategia di Enel.

Laddove un'associazione non risulti in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi e con la strategia di mitigazione del rischio climatico di Enel, il Gruppo valuta se il disallineamento possa compromettere l'efficacia dell'advocacy e la partecipazione di Enel, ed eventualmente può decidere di uscire dall'associazione.

Nel 2024, l'analisi per la valutazione di allineamento all'Accordo di Parigi delle associazioni è stata estesa in modo da coprire tutte le associazioni coinvolte in attività di advocacy sul clima di cui Enel fa parte a livello globale. Inoltre, come fatto per gli anni precedenti, sono pubblicati sul sito internet del Gruppo l'elenco, l'analisi del posizionamento e la valutazione dell'allineamento all'Accordo di Parigi delle associazioni con cui Enel collabora, ritenute più rilevanti in ambito di advocacy delle politiche climatiche. Il livello di allineamento è stato determinato sulla base di una metodologia specifica, fondata su valutazioni mirate sui temi della scienza dei cambiamenti climatici, le politiche climatiche a livello globale e nazionale, la comunicazione effettuata sul tema e le tecnologie proposte.



Azioni per la gestione degli impatti, rischi e opportunità legati ai cambiamenti climatici

ESRS E1-1 – Piano di transizione per la mitigazione dei cambiamenti climatici

ESRS E1-3 – Azioni e risorse relative alle politiche in materia di cambiamenti climatici

ESRS E1-4 – Obiettivi relativi alla mitigazione dei cambiamenti climatici e all'adattamento agli stessi

La roadmap di decarbonizzazione

La roadmap di decarbonizzazione di Enel si fonda su quattro obiettivi validati dalla Science Based Targets initiative (SBTi) nel 2022 secondo i criteri e le raccomandazioni relativi agli obiettivi a breve termine e secondo lo standard SBTi Corporate Net Zero. Tutti gli obiettivi sono allineati a un percorso teso a limitare il riscaldamento globale a 1,5 °C, come definito dalla SBTi, secondo gli scenari IPCC e altri riferimenti internazionali. Inoltre, tali obiettivi coprono le varie attività di business del Gruppo – includendo la generazione, distribuzione e vendita di elettricità e servizi, e anche la vendita di gas nel mercato al dettaglio – e le diverse fonti di emissioni dirette e indirette lungo l'intera catena del valore (upstream e downstream).

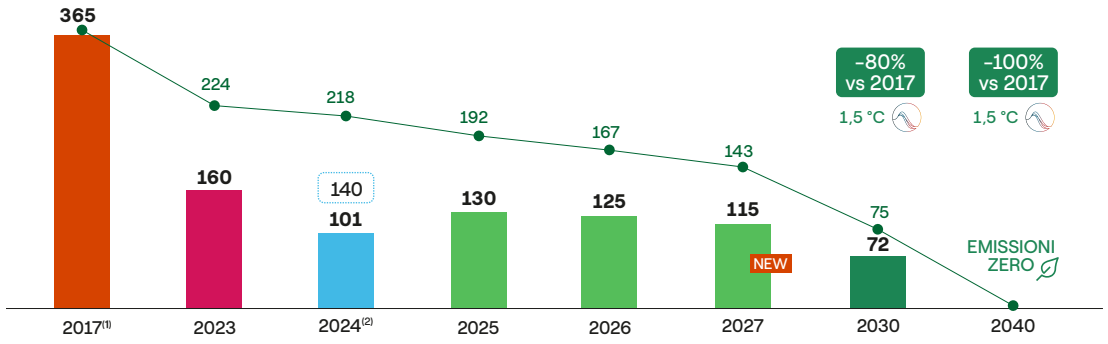
Nell'ambito del Piano Industriale 2025-2027, sono stati definiti anche nuovi target di breve termine per il 2027, che rivestono un ruolo cruciale nell'implementazione delle strategie aziendali verso la decarbonizzazione. Gli obiettivi del Gruppo sono definiti in termini di emissioni lorde e non utilizzano assorbimenti di emissioni di gas serra, crediti di carbonio o emissioni evitate per il loro conseguimento.

I quattro obiettivi validati dal SBTi coprono oltre il 91%[21] delle emissioni totali di GES dirette e indirette dichiarate da Enel nel 2024, includendo circa il 96% dello Scope 1, il 100% dello Scope 2 (location based) e circa l'89%[22] dello Scope 3.

Si riportano nel seguito gli obiettivi definiti, con l'indicazione delle curve certificate e dei relativi trend registrati a partire dall'anno base. Vengono inoltre riportate per ogni obiettivo le leve d'azione per raggiungerli, le azioni concrete sviluppate e gli investimenti assegnati a ciascuno di essi.

21. Questo valore tiene conto degli obiettivi al 2040. Invece, per gli obiettivi al 2030 il livello di copertura di tutte le emissioni dirette e indirette è pari all'89%, entrambi calcolati secondo il modello location based.
22. Questo valore tiene conto degli obiettivi al 2040. Invece, per gli obiettivi al 2030 il livello di copertura di tutte le emissioni indirette Scope 3 all'85%, entrambi in linea con i requisiti di SBTi e calcolati secondo il modello location based.

INTENSITÀ DELLE EMISSIONI GES SCOPE 1 RELATIVE ALLA PRODUZIONE DI ENERGIA (gCO_{2eq}/kWh)



(1) Baseline 2017 in linea con certificazione SBTi rilasciata nel 2022.
(2) Dato di consuntivo.
Percorso 1,5 °C secondo SBTi, basato su scenari IPCC, adattato alla baseline di Enel.

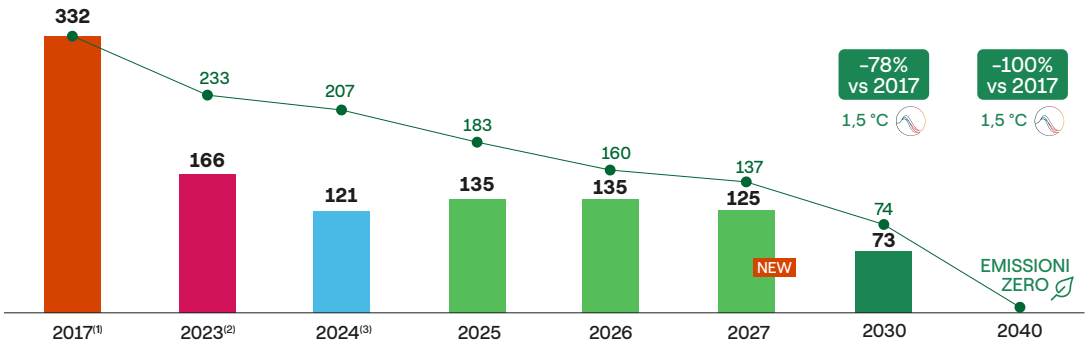
- Target di breve termine fissato nel Piano Strategico 2022-2024.
Target di breve termine fissati rispettivamente nei Piani Strategici 2023-2025 / 2024-2026 / 2025-2027.
Target di medio e lungo termine convalidati da SBTi nel 2022.



Target GES	**Intensità emissioni GES Scope 1 relative alla produzione di energia**		
Descrizione	L'obiettivo considera le emissioni di gas a effetto serra (inclusi CO_2, CH_4 e N_2O) derivanti dal processo di generazione di energia rispetto al totale dell'elettricità prodotta dal Gruppo (escludendo la produzione di energia elettrica da pompaggio per evitare possibili double counting sul target relativo alle emissioni Scope 2)		
Attività di business	Produzione di elettricità		
Tipologia di attività nella catena del valore	Attività proprie		
Stakeholder impattati o coinvolti	• Clienti e consumatori di energia elettrica • Società e Ambiente		
% Scope coperti	95% delle emissioni GES Scope 1(1) nel 2024		
Tempistiche	Breve termine (2027)	Medio termine (2030)	Lungo termine (2040)
Target GES	**115** gCO_{2eq}/kWh	**72** gCO_{2eq}/kWh	**0** gCO_{2eq}/kWh
% riduzione rispetto al 2017 (baseline SBTi)	-68%	-80%	-100%
% riduzione rispetto al 2024 (anno di reporting)	Il target non prevede una riduzione rispetto al 2024 in quanto il livello di idraulicità durante l'anno è risultato straordinariamente alto rispetto agli anni precedenti e non ci sono evidenze sufficienti per confermare lo stesso livello nel 2027	-29%	-100%
Scenario climatico e metodo di riferimento	**1,5 °C** Coerente con modello "Sectoral Decarbonization Approach" (SDA) di SBTi	**1,5 °C (certificato SBTi)** modello "Sectoral Decarbonization Approach" (SDA) di SBTi	**1,5 °C (certificato SBTi)** modello "Sectoral Decarbonization Approach" (SDA) di SBTi
Principali driver e azioni future	• Phase-out graduale della capacità a carbone nel periodo 2025-2027. • Investire 12 miliardi di euro per accelerare lo sviluppo delle energie rinnovabili, installando 12 GW di nuova capacità rinnovabile nel periodo 2025-2027 (di cui circa 9 GW consolidati), raggiungendo 76 GW di capacità rinnovabile entro il 2027 (inclusivo del BESS). • Proseguire nel processo di decarbonizzazione della generazione di elettricità, portando la capacità del parco di generazione a essere composta per il 79% da impianti rinnovabili nel 2027 (inclusivo del BESS), raggiungendo nello stesso anno un livello di produzione a zero emissioni pari all'86% sul totale, considerando la produzione consolidata e gestita. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.	• Proseguire nel processo di decarbonizzazione della generazione di elettricità, grazie a investimenti a livello di Gruppo che porteranno nel 2030 la capacità del parco di generazione a essere composta per circa l'85% da impianti rinnovabili (inclusivo del BESS), raggiungendo così un livello di produzione a zero emissioni pari a circa il 90% sul totale, considerando la produzione consolidata e gestita. • Uscita dalla generazione a carbone, che è prevista entro il 2027 a livello globale. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.	• Uscire dal business della generazione di elettricità da capacità termica, raggiungendo un mix energetico 100% a zero emissioni. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.
Risultati e principali azioni svolte nel 2024	**Risultato del KPI nel 2024: 101 gCO_{2eq}/kWh** Raggiungimento dell'obiettivo previsto nel Piano Strategico 2022-2024 per l'anno 2024 pari a 140 gCO_{2eq}/kWh. • Circa 3,2 miliardi di euro investiti nelle rinnovabili nel 2024. • Nuova capacità rinnovabile installata consolidata pari a 3,9 GW nel 2024, compresi 1,3 GW di BESS. • Incremento di circa il 5% della produzione rinnovabile consolidata rispetto al 2023, rappresentando il 69% del totale della produzione consolidata nel 2024. • Riduzione della capacità termoelettrica di circa 1,5 GW rispetto al 2023. • Riduzione della produzione termoelettrica pari al 38% rispetto al 2023 (in particolare con una riduzione del 78% della produzione a carbone), rappresentando il 18% del totale della produzione nel 2024. • Incremento della percentuale di produzione a zero emissioni consolidata sul totale dal 73% nel 2023 all'82% nel 2024.		

(1) Sono state escluse le emissioni GES Scope 1 marginali che non sono direttamente correlate al processo di combustione dei combustibili fossili per la produzione di energia elettrica nelle centrali termoelettriche.

INTENSITÀ DELLE EMISSIONI GES SCOPE 1 E 3 RELATIVE A INTEGRATED POWER (gCO_{2eq}/kWh)



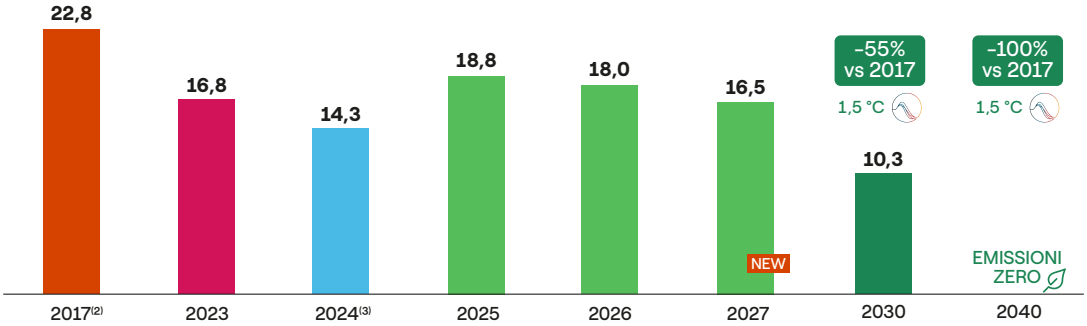
(1) Baseline 2017 in linea con certificazione SBTi rilasciata nel 2022.
(2) Dato ricalcolato secondo gli aggiornamenti metodologici indicati nel capitolo "Le metriche di Enel nella lotta al cambiamento climatico.
(3) Dato di consuntivo. Per ulteriori dettagli si rimanda al capitolo "Le metriche di Enel nella lotta al cambiamento climatico" della presente sezione.

- Percorso 1,5 °C secondo SBTi, basato su scenari IPCC, adattato alla baseline di Enel.
- Target di breve termine fissati rispettivamente nei Piani Strategici 2023-2025 / 2024-2026 / 2025-2027.
- Target di medio e lungo termine convalidati da SBTi nel 2022.



Target GES	**Intensità emissioni GES Scope 1 e 3 relative a Integrated Power**		
Descrizione	L'obiettivo considera la combinazione delle emissioni GES dirette di Gruppo (Scope 1 – incluse CO_2, CH_4 e N_2O) derivanti dalla produzione di energia elettrica e delle emissioni GES indirette di Gruppo (Scope 3) derivanti dalla generazione di energia elettrica acquistata e venduta ai clienti finali (che costituisce un elemento della sottocategoria 3 - Fuel- and-Energy-Related Activities del GHG Protocol - Scope 3 standard), suddivisa per la produzione e l'acquisto di energia elettrica (esclusa la produzione a pompaggio).		
Attività di business	Produzione di elettricità Vendita di elettricità al cliente finale		
Tipologia di attività nella catena del valore	• Attività propria (produzione di elettricità) • Attività a monte della catena del valore (acquisto di energia da altri produttori)		
Stakeholder impattati o coinvolti	• Clienti e consumatori di energia elettrica • Produttori di energia elettrica (peers) • Società e Ambiente		
% Scope coperti	• 95% delle emissioni GES Scope 1 nel 2024 • 39% delle emissioni GES Scope 3 nel 2024 • 79% delle emissioni GES Scope 3 - sottocategoria 3 (Fuel- and-Energy-Related Activities) nel 2024		
Tempistiche	Breve termine (2027)	Medio termine (2030)	Lungo termine (2040)
Target GES	**125** gCO_{2eq}/kWh	**73** gCO_{2eq}/kWh	**0** gCO_{2eq}/kWh
% riduzione rispetto al 2017 (baseline SBTi)	-62%	-78%	-100%
% riduzione rispetto al 2024 (anno di reporting)	Il target non prevede una riduzione rispetto al 2024 in quanto il livello di idraulicità durante l'anno è risultato straordinariamente alto rispetto gli anni precedenti e non ci sono evidenze sufficienti per confermare lo stesso livello nel 2027	-40%	-100%
Scenario climatico e metodo di riferimento	**1,5 °C** Coerente con modello "Sectoral Decarbonization Approach" (SDA) di SBTi	**1,5 °C (certificato SBTi)** modello "Sectoral Decarbonization Approach" (SDA) di SBTi	**1,5 °C (certificato SBTi)** modello "Sectoral Decarbonization Approach" (SDA) di SBTi
Principali driver e azioni future	• Aumentare la quota di energia rinnovabile venduta ai clienti, incrementando la produzione rinnovabile del Gruppo e ottimizzando il portafoglio clienti proseguendo nella strategia di bilanciamento tra domanda e offerta. • In Europa portare a circa l'85% nel 2027 la quota di vendite ai clienti finali a prezzo fisso coperta da produzione a zero emissioni. • In America Latina mantenere un modello di business incentrato sulla copertura da fonti rinnovabili delle vendite ai clienti finali a prezzo fisso, anche tramite PPA. • In Nord America mantenere una copertura del 100% delle vendite ai clienti finali da produzione a zero emissioni. • Proseguire nel processo di decarbonizzazione della generazione di elettricità, incrementando il livello di produzione a zero emissioni all'86% sul totale nel 2027, considerando la produzione consolidata e gestita. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.	• Proseguire nella strategia di bilanciamento tra domanda e offerta e incremento della quota di elettricità venduta a prezzo fisso coperta da generazione carbon free. • Proseguire nel processo di decarbonizzazione della generazione di elettricità, raggiungendo circa il 90% di produzione a zero emissioni sul totale nel 2030. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.	• Al 2040 arrivare al 100% di vendita di energia coperta da fonti a zero emissioni. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.
Risultati e principali azioni svolte nel 2024	**Risultato del KPI nel 2024: 121 gCO_{2eq}/kWh** • Incremento della produzione rinnovabile consolidata del Gruppo del 5% nel 2024 rispetto al 2023. • Riduzione del 10% del gap tra le vendite di energia ai clienti finali e la produzione propria nei Paesi in cui il Gruppo ha avuto una posizione integrata nel 2024, rispetto al 2023.		

EMISSIONI GES ASSOLUTE SCOPE 3 RELATIVE ALLA VENDITA DI GAS NEL MERCATO FINALE ($MtCO_{2eq}$)(1)



(1) Valori ricalcolati in seguito all'aggiornamento implementato nel 2024 per allineare i volumi di gas naturale venduti ai clienti finali secondo il potere calorifico corrispondente con il fattore IPCC utilizzato.
(2) Baseline 2017 in linea con certificazione SBTi rilasciata nel 2022.
(3) Dato di consuntivo.

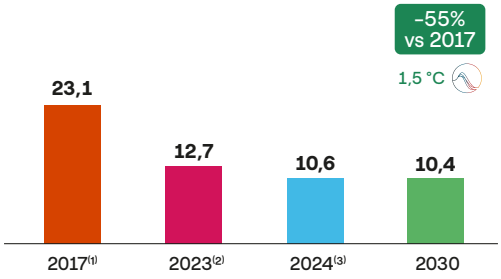
- Target di breve termine fissati rispettivamente nei Piani Strategici 2023-2025 / 2024-2026 / 2025-2027.
- Target di medio e lungo termine convalidati da SBTi nel 2022.



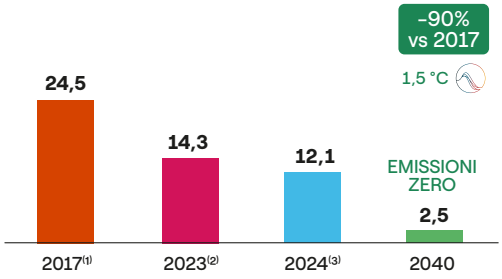
Target GES	**Emissioni GES assolute Scope 3 relative alla vendita di gas nel mercato finale**		
Descrizione	L'obiettivo considera le emissioni indirette di gas serra da prodotti venduti (categoria 11), relative all'uso di gas naturale venduto ai clienti finali. I target del 2025, 2026, 2030 e 2040, e anche la baseline del 2017, sono stati ricalcolati a seguito dell'aggiornamento della metodologia di calcolo per allineare i volumi di gas naturale venduti ai clienti finali secondo il potere calorifico corrispondente con il fattore IPCC utilizzato.		
Attività di business	Vendita di gas al cliente finale		
Tipologia di attività nella catena del valore	Attività a valle della catena del valore		
Stakeholder impattati o coinvolti	• Clienti gas • Società e Ambiente		
% Scope coperti	31% delle emissioni GES Scope 3 nel 2024 100% delle emissioni GES Scope 3 – categoria 11 (Use of Sold Products) nel 2024		
Tempistiche	Breve termine (2027)	Medio termine (2030)	Lungo termine (2040)
Target GES	**16,5** $MtCO_{2eq}$	**10,3** $MtCO_{2eq}$	**0** $MtCO_{2eq}$
% riduzione rispetto al 2017 (baseline SBTi)	-28%	-55%	-100%
% riduzione rispetto al 2024 (anno di reporting)	Il target non prevede una riduzione rispetto al 2024 perché il valore si è ridotto considerevolmente negli ultimi anni, portandolo a un valore al di sotto del target previsto per il 2027.	-28%	-100%
Scenario climatico e metodo di riferimento	-	**1,5 °C (certificato SBTi)** modello "Absolute Contraction Approach" (ACA) di SBTi	**1,5 °C (certificato SBTi)** modello "Absolute Contraction Approach" (ACA) di SBTi
Principali driver e azioni future	• Promuovere il passaggio dei clienti dal gas all'elettricità (soprattutto clienti residenziali) attraverso la promozione di tecnologie elettriche più efficienti (per esempio, pompe di calore per il riscaldamento domestico o piani a induzione nelle cucine), portando il consumo unitario di energia elettrica annua dei clienti B2C del mercato libero (Italia e Iberia) da 2,76 MWh del 2024 a circa 2,9 MWh nel 2027 e aumentando così il tasso di elettrificazione dei clienti. • Destinare il 26% degli investimenti nelle reti nel periodo 2025-2027 alle connessioni, anche per consentire la crescita di generazione distribuita, e quindi promuovere l'elettrificazione dei consumi dei clienti finali. Si prevede che il numero di connessioni alla generazione distribuita passi da 2,4 milioni nel 2024 a circa 3,4 milioni nel 2027. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.	• Promuovere il passaggio dei clienti dal gas all'elettricità (soprattutto clienti residenziali) attraverso la promozione di tecnologie elettriche più efficienti (per esempio, pompe di calore per il riscaldamento domestico o piani a induzione nelle cucine), portando il consumo unitario di energia elettrica annua dei clienti B2C del mercato libero (Italia e Iberia) a circa 3,5 MWh nel 2030 e aumentando così il tasso di elettrificazione dei clienti. • Continuare a investire nelle reti di distribuzione, accompagnando la crescita di generazione distribuita e quindi promuovere l'elettrificazione dei consumi dei clienti finali, fino a raggiungere circa 6 milioni di connessioni alla generazione distribuita nel 2030. • Ottimizzare il portafoglio gas dei clienti (specialmente clienti industriali), riducendo i volumi di gas venduti a circa 5,3 miliardi di metri cubi nel 2030. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.	• Uscire dal business della vendita di gas alla clientela retail entro il 2040. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.
Risultati e principali azioni svolte nel 2024	**Risultato del KPI nel 2024: 14,3** $MtCO_{2eq}$ • Vendita di gas nel 2024 di 7,1 miliardi di metri cubi, riduzione del 15% rispetto al 2023.		

EMISSIONI ASSOLUTE AGGIUNTIVE SCOPE 1, 2 E 3 ($MtCO_{2eq}$)

Roadmap 2017-2030



Roadmap 2017-2040



(1) Baseline 2017 in linea con certificazione SBTi rilasciata nel 2022.
(2) Dato ricalcolato secondo gli aggiornamenti metodologici indicati nel capitolo "Le metriche di Enel nella lotta al cambiamento climatico".
(3) Dato di consuntivo.

- Target di medio e lungo termine convalidati da SBTi nel 2022.

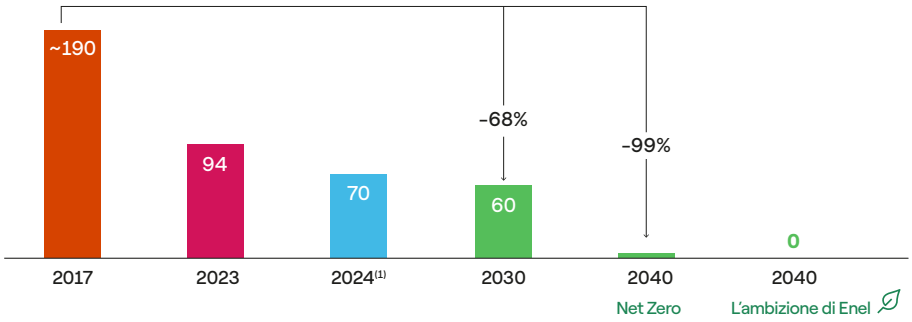


Target GES	**Emissioni assolute aggiuntive Scope 1, 2 e 3**	
Descrizione	L'obiettivo considera: (i) le emissioni GES Scope 1 prodotte dalla flotta e dagli edifici, e dalle perdite di SF_6 negli asset di distribuzione, (ii) tutte le emissioni Scope 2 e (iii) le emissioni Scope 3 derivanti dalla catena di fornitura e da tutte le restanti attività connesse all'acquisto e trasporto di combustibili. Sono previsti diversi livelli di copertura delle emissioni GES derivanti dalla catena di fornitura per gli obiettivi 2030 e 2040, consentiti dalla metodologia SBTi, che si traducono in due curve di decarbonizzazione: • la roadmap 2017-2030 copre specifiche categorie della catena di fornitura che hanno rappresentato il 40% delle emissioni dei fornitori nel 2017; • la roadmap 2017-2040 copre tutte le categorie di fornitura incluse nella roadmap 2017-2030 più alcune aggiuntive, che rappresentano il 54% delle emissioni dei fornitori nel 2017.	
Attività di business principale	• Distribuzione di elettricità (Scope 1 e 2) • Gestione della flotta di veicoli, edifici e altri asset (Scope 1 e 2) • Gestione della catena di fornitura (Scope 3) • Acquisto di combustibili (Scope 3)	
Tipologia di attività nella catena del valore	• Attività proprie (distribuzione di elettricità e gestione della flotta) • Attività a monte della catena del valore (catena di fornitura di prodotti e servizi e filiera dei combustibili)	
Stakeholder impattati o coinvolti	• Clienti e consumatori di energia elettrica • Produttori di energia elettrica (peers) • Fornitori di prodotti e servizi • Fornitori di oil&gas • Società e Ambiente	
% Scope coperti	• 1% delle emissioni GES Scope 1 nel 2024 • 100% delle emissioni GES Scope 2 nel 2024 • 16% delle emissioni GES Scope 3 nel 2024 per il target 2030 e 19% per il target 2040(1) • 18% delle emissioni GES Scope 3 - categorie 1 e 2 per il target 2030 e 37% per il target 2040(1) • 30% delle emissioni GES Scope 3 - categoria 3 (Fuel-and-Energy-Related Activities) per il target 2030 e • 24% per il target 2040(1)	
Tempistiche	Medio termine (2030)	Lungo termine (2040)
Target GES	**10,4** $MtCO_{2eq}$	**<2,5** $MtCO_{2eq}$ **Emissioni net zero**
% riduzione rispetto al 2017 (baseline SBTi)	-55%	-90%
% riduzione rispetto al 2024 (anno di reporting)	-2%	-79%
Scenario climatico e metodo di riferimento	**1,5 °C (certificato SBTi)** modello "Absolute Contraction Approach" (ACA) di SBTi	**1,5 °C (certificato SBTi)** modello "Absolute Contraction Approach" (ACA) di SBTi
Principali driver e azioni future	• Investire un totale di circa 26 miliardi di euro nelle reti nel periodo 2025-2027, di cui il 63% per il mantenimento, lo sviluppo e il miglioramento in termini di resilienza, qualità e digitalizzazione delle reti, contribuendo in tal modo a ridurre le perdite di rete e le relative emissioni di gas serra. Sostituire i componenti esistenti dell'infrastruttura della rete di distribuzione con soluzioni SF_6 free. • Implementare un approccio circolare di approvvigionamento, incrementare il numero dei contratti che includono la misurazione dell'impronta carbonica dei prodotti e servizi acquistati da Enel incentivando la riduzione della stessa in un percorso di decarbonizzazione condiviso con i fornitori. Rafforzare il dialogo con i produttori di materie prime e con le altre utility per definire strategie comuni di decarbonizzazione efficaci e a lungo termine. • Uscire gradualmente dalla generazione a carbone entro il 2027, mitigando tutte le emissioni GES legate alla fornitura di carbone. • Nessun ricorso a tecnologie di carbon removal per raggiungere il target.	• Promuovere la digitalizzazione della rete e sostituire i componenti esistenti dell'infrastruttura della rete di distribuzione con soluzioni SF_6 free. • Implementare un approccio circolare di approvvigionamento, incrementare il numero dei contratti che includono la misurazione dell'impronta carbonica dei prodotti e servizi acquistati da Enel incentivando la riduzione della stessa in un percorso di decarbonizzazione condiviso con i fornitori. Rafforzare il dialogo con i produttori di materie prime e con le altre utility per definire strategie comuni di decarbonizzazione efficaci e a lungo termine. • Azzerare le emissioni legate alle attività di estrazione di gas, essendo il Gruppo completamente uscito dalle attività sia di generazione di elettricità da gas sia di vendita di gas ai clienti finali. • Neutralizzare la quota residuale attraverso azioni di carbon removal (acquisto di certificati legati a progetti nature-based o technology-based nei mercati volontari di carbonio, secondo gli standard internazionali) qualora la mitigazione completa delle emissioni non sia fattibile a causa di fattori esogeni (tecnologici, di mercato o regolatori).
Risultati e principali azioni svolte nel 2024	**Risultato del KPI nel 2024: 10,6 $MtCO_{2eq}$ (secondo il perimetro target 2017-2030) e 12,1 $MtCO_{2eq}$ (secondo il perimetro target 2017-2040)(1)** • 5,9 miliardi di euro investiti sulla rete nel 2024. • Riduzione del 76% dell'ammontare di carbone combusto negli impianti termoelettrici. • Riduzione del 33% del volume di gas naturale combusto negli impianti termoelettrici rispetto al 2023, e riduzione del 15% del volume di gas venduto nel mercato finale rispetto al 2023. • Riduzione del 15% del consumo di elettricità negli asset del Gruppo (impianti di generazione, reti ed edifici). • Riduzione del 12% dell'ammontare economico di spesa ordinata nel 2024 rispetto al 2023.	

(1) Sono stati definiti due diversi limiti percentuali al target per le emissioni GES Scope 3 della catena di fornitura, come consentito dalla metodologia SBTi, che richiede di coprire almeno il 67% delle emissioni Scope 3 per il target 2030, e almeno il 90% per il target 2040.

Inoltre, nell'ambito del Piano di Sostenibilità del Gruppo è stato definito un obiettivo globale che comprende tutte le emissioni di Scope 1, 2 e 3 e che è il risultato della combinazione dei quattro obiettivi indicati in precedenza.

EMISSIONI GES ASSOLUTE TOTALI (SCOPE 1, 2 E 3) ($MtCO_{2eq}$)



(1) Dato ricalcolato secondo gli aggiornamenti metodologici indicati nel capitolo "Le metriche di Enel nella lotta al cambiamento climatico".

Secondo questa roadmap, la strategia di mitigazione dei cambiamenti climatici consentirà la riduzione delle emissioni di gas serra dirette e indirette lungo l'intera catena del valore di almeno il 99% entro il 2040, rispetto al 2017, ben oltre la soglia complessiva fissata dai principali standard internazionali (90%). In ogni caso, l'ambizione del Gruppo punta a emissioni zero, sia dirette sia indirette, anche se dovranno verificarsi diversi fattori esogeni nel medio e lungo termine, tra cui lo sviluppo di nuove soluzioni tecnologiche senza emissioni a grande scala nella catena di fornitura, così come anche il cambiamento di certe condizioni di mercato e politiche per promuovere modelli di business senza emissioni.

Qualora dovesse permanere una quota residuale marginale al 2040, in ogni caso non legata alle emissioni dirette dalla produzione di energia e indirette dalla vendita di elettricità e gas in cui si prevede l'intero azzeramento delle emissioni, si stima che questa quota sarà inferiore a 2,5 $MtCO_{2eq}$ annuali. In tale caso, per raggiungere l'obiettivo di zero emissioni nette certificato dalla SBTi, a partire dal 2040 il Gruppo mitigherà l'eventuale impatto attraverso la rimozione dei volumi di carbonio equivalenti dall'atmosfera, principalmente mediante la costruzione di un portafoglio di crediti legati a soluzioni naturali e tecnologiche di alta qualità e di elevata integrità che dimostrino la loro permanenza su un orizzonte temporale di lungo periodo, gestendo i rischi potenziali attraverso la diversificazione del portafoglio per tecnologie e Paesi.

Obiettivi addizionali per supportare la decarbonizzazione della value chain

KPI	POLITICHE	PERIMETRO	BASELINE	CONSUNTIVO 2024	TARGET	STATO
Valore dei contratti di fornitura coperto da certificazione carbon footprint (EPD, ISO CFP)	-	Enel a livello globale[1]. Le certificazioni vengono richieste in fase di gara (upstream) e devono essere dimostrate e mantenute durante la fase di esecuzione.	Anno: 2021 Valore: **59%**	66,2%	**75% nel 2027**	In linea
Flessibilità - Demand response Utilizzo della capacità energetica di clienti commerciali e industriali per migliorare la stabilità e flessibilità di rete	Tra gli obiettivi strategici della policy ambientale del Gruppo Enel, il numero 4 si pone l'obiettivo di promuovere un'azione per il clima in linea con la limitazione dell'aumento della temperatura globale a 1,5 °C rispetto all'era preindustriale, accelerando la transizione energetica verso zero emissioni e aumentando l'adattamento delle imprese ai cambiamenti climatici. https://www.enel.com/content/dam/enel-com/documenti/investitori/sostenibilita/enel-group-enviromental-policy.pdf	Enel a livello globale (perimetro clienti B2B). Fase della value chain: downstream.	Anno: 2016 Valore: **5,7 GW**	9,3 GW	**13,6 GW nel 2027**	In linea

Non in linea | In linea | Raggiunto

(1) Quota delle forniture principali coperte da certificazione sulle emissioni su perimetro globale.

Nell'ambito del Piano di Sostenibilità 2025-2027, Enel ha fissato due obiettivi aggiuntivi per sostenere il processo di decarbonizzazione della value chain del Gruppo, in particolare per quanto riguarda i fornitori e i clienti:

- per quanto riguarda i fornitori, il target nasce dalla necessità di avere dati oggettivi sulle emissioni di gas serra legate all'approvvigionamento delle forniture principali. I fornitori vengono ingaggiati su strategie virtuose di riduzione delle emissioni attraverso l'introduzione di criteri premianti nei processi di gara che mirano a dimostrare un progressivo miglioramento delle performance ambientali delle forniture principali, attraverso le relative certificazioni. L'indicatore è calcolato come rapporto percentuale del valore economico dei contratti con certificazione ISO ed EPD in perimetro rispetto al valore del totale dei contratti in perimetro. Il perimetro riguarda le principali forniture (tra cui i contatori elettronici, pannelli fotovoltaici, turbine eoliche, trasformatori ecc.) su perimetro globale;
- per quanto riguarda i clienti, Enel ha fissato un obiettivo per i clienti industriali relativo alle soluzioni di flessibilità e demand response, attraverso il quale si monitora la capacità aggregata di Enel nei mercati in cui opera, dove si mira a promuovere una rete sempre più integrata con tecnologie di generazione alimentate da fonti rinnovabili e quindi un mix energetico meno impattante. L'indicatore viene calcolato come media non-zero dei MW effettivamente offerti e valorizzati sui mercati di flessibilità (ovvero, nel caso di programmi di demand response stagionali, la media aritmetica che tiene conto solo dei periodi in cui il programma di flessibilità specifico è attivo) e che quindi possono essere dispacciati dal TSO, generando ricavi.

La roadmap di Enel per una transizione giusta

ESRS 2 - Informazioni generali
ESRS S1-1 - Politiche relative alla forza lavoro propria
ESRS S2-1 - Politiche connesse ai lavoratori nella catena del valore
ESRS S3-1 - Politiche relative alle comunità interessate
ESRS S4-1 - Politiche connesse ai consumatori e agli utilizzatori finali

La roadmap di Enel per una transizione giusta si sviluppa su tre pilastri:

1. coinvolgimento degli stakeholder interni ed esterni per aumentare la loro consapevolezza sulla transizione e sviluppare un dialogo costruttivo che possa fornire un prezioso contributo alla transizione stessa;
2. transizione fuori dalle attività ad alto tenore di carbonio, con lo sviluppo di attività a supporto della riqualificazione, dell'aggiornamento professionale e dell'autoapprendimento nel caso dei lavoratori diretti e indiretti, con il sostegno alla diversificazione del business e allo sviluppo di una maggior resilienza per la catena di fornitura, l'elaborazione di piani di sostegno socio-economico per le comunità nell'area di influenza delle attività di Enel e il sostegno ai clienti chiamati ad abbandonare le tecnologie convenzionali;
3. transizione dentro le tecnologie verdi, favorendo l'accesso a nuove opportunità di lavoro per i lavoratori diretti e indiretti, e sviluppando soluzioni inclusive e accessibili per comunità e clienti, attraverso servizi di facile utilizzo e offerte che riducono la complessità e i costi, facendo in modo che i consumatori aumentino il controllo dei propri consumi.

	TRANSIZIONE FUORI	TRANSIZIONE DENTRO
PERSONE ENEL	Dialogo sociale, protezione sociale e garanzie salariali, in linea con le norme dell'OIL	Upskilling/reskilling, riallocazione, condivisione delle conoscenze	Upskilling/reskilling in materia di tecnologie verdi e di digitale
FORNITORI	Supporto per aumentare la resilienza nell'economia in transizione e alla diversificazione delle tecnologie critiche per il Net Zero	Lavoro congiunto su modelli di fornitura circolare e a basse emissioni di carbonio, upskilling/reskilling per i lavoratori i cui posti di lavoro potrebbero diventare obsoleti	Programma di sviluppo dei fornitori (formazione manageriale e tecnica per favorire la riconversione aziendale e l'internazionalizzazione)
COMUNITÀ	Contributo allo sviluppo socio-economico con particolare attenzione alle persone coinvolte nella chiusura degli impianti fossili	Sviluppo di attività dirette e multi-stakeholder per gestire le sfide e creare opportunità di valore condiviso	Prodotti aziendali inclusivi, azioni per supportare l'accesso all'energia, formazione volta a facilitare l'accesso all'occupazione e la riduzione del divario di genere
CLIENTI	Supporto nel percorso di elettrificazione e per l'accesso a un'energia conveniente, sicura e verde	Analisi di barriere e aree di intervento per facilitare l'abbandono delle tecnologie convenzionali	Supporto nell'accompagnare a una transizione energetica promuovendo un'energia conveniente, sicura e verde

Coinvolgimento specifico per stakeholder

Il coinvolgimento degli stakeholder

Enel promuove il coinvolgimento attivo degli stakeholder per accrescere la consapevolezza e favorire un dialogo costruttivo a supporto di una transizione giusta, con particolare attenzione alle fasce più vulnerabili. Le iniziative di sensibilizzazione coinvolgono i dipendenti, per rafforzare l'inclusione e la motivazione, i fornitori, per supportarli nell'adattamento ai cambiamenti del settore, le comunità locali, attraverso un dialogo continuo per sviluppare soluzioni condivise, e i clienti, incoraggiandone la partecipazione attiva alla transizione energetica.

Transizione fuori

Enel ha tracciato una chiara roadmap per la decarbonizzazione del proprio mix energetico, adottando pratiche inclusive per mitigare gli impatti su dipendenti, fornitori, comunità e clienti. A supporto di una transizione giusta, il piano di uscita dalla generazione termica prevede:

- per il personale: percorsi di ricollocazione nelle rinnovabili o in altre aree aziendali, accompagnati da programmi di reskilling e upskilling, senza impatti su contratti e retribuzioni, e accesso volontario a piani di prepensionamento;
- per i siti dismessi: riconversione in impianti rinnovabili o ibridi, bonifica e riuso delle infrastrutture secondo i princípi di economia circolare;
- per le comunità locali: coinvolgimento attivo nel processo di riqualificazione, con progetti multistakeholder e iniziative di terze parti in ambiti non energetici per generare valore condiviso.

2024

Il 66% delle persone che hanno lasciato le centrali a carbone nel 2024 è stato reimpiegato; il restante 34% è andato in pensione o è stato coinvolto in programmi di prepensionamento.

Reimpiegati carbone: ~80% all'interno del perimetro Enel Green Power and Thermal Generation e ~20% in altre aree di business di Enel.

Transizione dentro

Analogamente a quanto osservato per la transizione fuori, tuttavia, anche il cammino verso un futuro 'verde' e digitale deve essere condotto in modo da consentire a tutte le parti interessate di coglierne le opportunità e governare i rischi connessi. Per esempio, con azioni che privilegino la riqualificazione, l'aggiornamento professionale e l'autoapprendimento, nel caso dei lavoratori diretti e indiretti, il supporto in ottica di diversificazione del business e aumento della resilienza alle aziende della catena di fornitura nonché la creazione di valore per le comunità, dal punto di vista dell'accesso alle opportunità locali di lavoro, e la facilitazione dell'accesso a prodotti e servizi per i clienti.

Persone Enel

Apprendimento continuo

L'evoluzione rapida e continua del business e il supporto alla strategia di un'equa transizione verso tecnologie e servizi a basso tenore di carbonio determinano la necessità di nuovi profili tecnici e professionali e la naturale scomparsa di altri. In questo contesto assume forte rilevanza un'attività di formazione continua. Tra le iniziative poste in essere vi sono:

- riqualificazione e aggiornamento professionale, up/reskilling, autoapprendimento e trasmissione dei saperi. Le diverse School & Academy delle Linee di Business di Enel hanno organizzato programmi di miglioramento delle competenze esistenti per permettere a coloro che vi partecipano di accedere a percorsi professionali più avanzati (upskilling) e apprendere nuove abilità (reskilling) che consentano alle persone di ricoprire posizioni e ruoli differenti da quelli precedenti, potenziando anche competenze trasversali e soft skill.

Tali percorsi sono stati realizzati anche in collaborazione con partner universitari e accademici;

- sostegno alla diffusione della cultura e dell'uso dei mezzi digitali con particolare attenzione verso l'applicazione dell'intelligenza artificiale.

2024

Il 98% della popolazione coinvolta in attività di formazione.

~3,2 milioni di ore di formazione erogate (~53 ore medie pro capite), di cui circa il 47% è dedicato ai temi di upskilling e reskilling.

~325.000 ore erogate dedicate ai temi delle digital skill (10% delle ore totali di formazione).

Fornitori

Sostenere il cambiamento

I fornitori sono partner essenziali nel percorso verso la decarbonizzazione. In questo senso le azioni in atto mirano da un lato a sostenere la loro maggiore resilienza e dall'altro a ridurre al minimo la pressione su materiali e componenti critici attraverso l'innovazione tecnologica e il riciclo continuo. Per questo Enel, in collaborazione con i fornitori, promuove lo sviluppo di nuove metriche e progetti di co-innovazione a supporto della decarbonizzazione e degli approcci di economia circolare, che avranno tutti un impatto positivo sui loro processi produttivi e sui metodi di acquisto. Diverse sono le iniziative a supporto della riconversione e diversificazione aziendale dei fornitori (per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo "Lavoratori nella catena del valore"):

- 4.200 risorse già formate di cui 2.700 risorse assunte dall'indotto nelle infrastrutture di rete nell'ambito del progetto "Energie per Crescere";
- 1.025[23] ragazzi formati per le professioni specialistiche della transizione energetica, assunti e in via di assunzione tramite il progetto "Energie per la Scuola".

23. Dati cumulati anni 2022-2023-2024.

Comunità

Creare valore per il territorio

L'impegno a sostegno delle comunità passa attraverso iniziative che favoriscano l'inclusione (con particolare attenzione alle persone in condizioni di vulnerabilità dal punto di vista fisico, sociale ed economico) riguardo sia all'accesso al mondo del lavoro *in loco* sia alla facilitazione di accesso a prodotti e servizi. Tali iniziative sono il frutto di relazioni solide e durature con le comunità che passano attraverso un dialogo ampio, inclusivo e continuo, improntato su fasi ben delineate di "coinvolgimento delle parti interessate", in linea con gli standard internazionali di riferimento. Per maggiori dettagli circa le iniziative si rimanda al paragrafo "Comunità interessate".

Clienti

Abilitare la transizione

La transizione energetica parte dalla consapevolezza dei clienti nei confronti dei propri consumi e dall'identificazione degli interventi di efficientamento e integrazione delle rinnovabili, al fine di supportarli nel percorso di elettrificazione. Oltre alla fornitura di energia, Enel mette a disposizione dei propri clienti servizi e prodotti innovativi che fanno leva su tecnologie energetiche e digitali in un'ottica di consapevolezza dei consumi, ottimizzazione dei costi in bolletta e riduzione delle complessità di gestione dei consumi energetici.

Enel pone particolare attenzione alle persone con vulnerabilità e alle esigenze dei propri clienti in termini di inclusività e accessibilità. Attraverso lo sviluppo di tariffe e servizi dedicati a persone anziane, in condizioni economiche disagiate e/o con disabilità (per esempio, Bonus + Per te) e attraverso il ridisegno degli spazi e delle infrastrutture Enel per una maggiore accessibilità fisica (per esempio, spazi Enel, stalli per la ricarica elettrica ecc.), il Gruppo si impegna a realizzare una transizione energetica che sia inclusiva e che metta le persone al centro. Per maggiori dettagli circa le iniziative si rimanda al paragrafo "Consumatori e utilizzatori finali".

Le metriche di Enel nella lotta al cambiamento climatico

ESRS E1-6 – Emissioni lorde di GES di ambito 1, 2, 3 ed emissioni totali di GES

La metodologia di calcolo delle emissioni di gas serra

La politica interna del Gruppo per la "Definizione e metodo di calcolo delle emissioni di gas serra (GES)", aggiornata nel 2024 per garantire un maggiore allineamento con i requisiti della direttiva n. 2022/2464 (CSRD, Corporate Sustainability Reporting Directive) e il GHG Protocol, definisce il quadro comune per l'elaborazione dell'inventario di emissioni GES e l'analisi dei dati per quantificare l'impatto del Gruppo Enel in termini di emissioni GES.

A tale fine, il Gruppo prende in considerazione i princípi, le prescrizioni e gli orientamenti contenuti nella norma Corporate Accounting and Reporting Standard (versione 2004) del Greenhouse Gas Protocol. Inoltre, include le emissioni di CO_2, CH_4, N_2O, HFC, PFC, SF_6 e NF_3 e utilizza i valori più recenti del potenziale di riscaldamento globale (GWP) pubblicati dall'IPCC nel sesto rapporto di valutazione (AR6), basati su un orizzonte temporale di 100 anni, per calcolare le emissioni di CO_{2eq} di gas diversi dal CO_2. Inoltre, tutti i dati considerati nell'inventario si riferiscono alle emissioni di gas serra lorde e, pertanto, non includono l'utilizzo di crediti di carbonio.

Nel 2024 sono stati implementati alcuni aggiornamenti metodologici nell'elaborazione dell'inventario delle emissioni di gas serra, e sono pertanto stati ricalcolati i dati 2023 per garantire la comparabilità delle informazioni presentate, nonostante l'impatto marginale dello 0,1% (incremento di 0,1 $MtCO_{2eq}$ rispetto ai precedenti dati 2023). In particolare, gli aggiornamenti metodologici sono i seguenti:

Scope 2

- Per il calcolo delle emissioni di Scope 2 relative al consumo di energia elettrica, sono state introdotte:
  - le emissioni derivanti dall'attività di distribuzione (consumi di elettricità per usi propri), incluse nell'anno passato all'interno delle emissioni Scope 2 relative alle perdite tecniche di rete;
  - le emissioni derivanti dall'attività delle batterie (BESS).
- Per il calcolo dello Scope 2 relativo al consumo di energia elettrica e anche per le perdite di rete, è stato aggiornato il fattore di emissione del sistema elettrico nazionale dell'Argentina. Enel utilizza quindi solo i dati delle autorità nazionali.

Scope 3

- Beni e servizi acquistati (categoria 1): sono state escluse le emissioni della catena di fornitura relative ai beni strumentali (o forniture).
- Beni strumentali (categoria 2): nuova categoria che comprende le emissioni della catena di fornitura relative ai beni strumentali e che negli anni precedenti sono state riportate nella categoria 1.
- Attività legate ai combustibili e all'energia non incluse negli Scope 1 o 2 (categoria 3): la metodologia di calcolo relativa all'estrazione e trasporto di fuel-oil consumato negli impianti termoelettrici di tecnologia oil&gas è stata aggiornata. Inoltre, per il calcolo dello Scope 3 – categoria 3.D (Generazione di elettricità acquistata e venduta agli utenti finali), il fattore di emissione del sistema elettrico dell'Argentina è stato aggiornato per considerare i dati delle autorità nazionali.
- Trasporto e distribuzione a monte (categoria 4): alcune emissioni minori di gas serra derivanti dal trasporto di sottoprodotti del carbone sono state riclassificate dalla categoria 3 alla categoria 4. Questa modifica metodologica non ha avuto alcun impatto, poiché nessuna emissione è stata riportata nel 2024.
- Viaggi di lavoro (categoria 6): nuova categoria inclusa nell'inventario delle emissioni di gas serra.
- Pendolarismo dei dipendenti (categoria 7): nuova categoria inclusa nell'inventario delle emissioni.

- Utilizzo dei prodotti venduti (categoria 11): i fattori per convertire le vendite di gas espresse in alto potere calorifico in vendite a basso potere calorifico per Italia, Cile e Colombia sono stati aggiornati. Pertanto, la metodologia e le principali ipotesi considerate nel calcolo delle emissioni GES nel 2024 sono le seguenti:

Fonte GES	Metodo di calcolo
Scope 1	
Emissioni di gas serra (CO_2, CH_4 e N_2O) dalla combustione di combustibili per: • le attività di generazione termoelettrica; • motori ausiliari nei servizi ausiliari (inclusi gruppi elettrogeni) in impianti nucleari e rinnovabili e nelle attività di distribuzione; • trasporto di combustibili e sottoprodotti su imbarcazioni sotto il proprio controllo operativo; • sistemi di riscaldamento e mense in edifici e uffici; • flotta di veicoli aziendali.	Le emissioni dirette di gas serra (GES) sono calcolate per ciascuna unità di combustione e tipo di combustibile a livello di centrale termoelettrica, sulla base del consumo di combustibile (per CO_2, CH_4 e N_2O) e del corrispondente fattore di emissione GES specifico per il combustibile secondo l'IPCC; e/o attraverso misurazione diretta al camino (solo per le emissioni di CO_2 in alcuni impianti termoelettrici).
Emissioni fuggitive di NF_3 nella produzione di pannelli fotovoltaici	Il NF_3 viene impiegato come agente di pulizia nel processo di produzione dei pannelli fotovoltaici presso la fabbrica 3SUN. Le emissioni vengono calcolate periodicamente in base ai rifornimenti effettuati, e le emissioni atmosferiche equivalenti in CO_2 vengono determinate applicando il corrispondente GWP.
Emissioni fuggitive di CH_4 negli impianti a gas	Le perdite di metano vengono valutate misurando le quantità di CH_4 e calcolate con la metodologia LDAR (Leak Detection and Repair).
Emissioni fuggitive di HFC negli impianti termoelettrici, idroelettrici, uffici e stabilimenti di produzione fotovoltaica	Le perdite di HFC utilizzati nei sistemi di climatizzazione e refrigerazione vengono calcolate periodicamente in base ai rifornimenti degli impianti e/o guasti con conseguente sostituzione. Le emissioni vengono riportate con il nome commerciale del gas e il corrispondente valore di emissione in CO_{2eq} calcolato in base al valore GWP.
Emissioni fuggitive di SF_6 nelle attività di generazione e distribuzione di energia	Le perdite di SF_6 nella rete di distribuzione vengono calcolate periodicamente attraverso due componenti: rifornimento delle apparecchiature con SF_6 e guasti alle apparecchiature con conseguente sostituzione.
Emissioni fuggitive di CH_4 biogenico nei bacini idroelettrici	Le emissioni fuggitive di metano biogenico dai bacini degli impianti idroelettrici derivano dai processi di decomposizione del materiale organico alluvionale e del materiale algale. Vengono calcolate utilizzando il metodo IPCC, considerando l'area del bacino e la zona climatica della sua ubicazione.
Scope 2	
Emissioni di gas a effetto serra associate al consumo di elettricità	Le emissioni di gas a effetto serra sono calcolate in base alla quantità totale di energia consumata dai diversi asset del Gruppo a livello nazionale, applicando il fattore di emissione corrispondente del sistema elettrico del Paese, secondo i seguenti criteri: • per il modello location based, il coefficiente utilizzato rappresenta la quantità di emissioni di GES rilasciate dalle centrali elettriche collegate al sistema energetico per unità di energia prodotta da tali impianti, misurata in grammi di CO_{2eq} per kWh. I fattori sono raccolti dalle autorità nazionali per i Paesi "core" (Italia, Spagna, Brasile, Colombia, Cile e Stati Uniti), mentre per i Paesi "non core" provengono da database affidabili di terze parti (Enerdata); • per il modello market based, il volume di energia consumata associata ad attributi rinnovabili (con certificati di origine in Europa) è considerato a emissioni zero, mentre un fattore di emissione residuale viene applicato alla restante quantità di energia. Questo fattore residuale esclude la quantità di energia immessa nel sistema elettrico che è associata ad attributi rinnovabili. In particolare, nel caso della Spagna, il fattore di mix residuo utilizzato è quello pubblicato dalla Commissione Nazionale dei Mercati e della Concorrenza (CNMC in spagnolo), mentre nel caso dell'Italia è stato utilizzato il fattore di emissione del termoelettrico pubblicato da ISPRA, poiché al momento della pubblicazione della Relazione annuale il fattore di mix residuo non era disponibile né da questa né da altre autorità competenti. Inoltre, nei Paesi in cui non esistono sistemi locali di certificazione dell'energia rinnovabile gestiti dal Governo, vengono utilizzati fattori basati sulla localizzazione.
Emissioni di gas a effetto serra associate alle perdite tecniche di rete	Le emissioni di gas a effetto serra sono calcolate in base alla quantità di energia immessa nella rete che supera la quota prodotta dal Gruppo in ciascun Paese. Questo approccio evita qualsiasi potenziale doppio conteggio con le emissioni di GES già incluse nello Scope 1. Infine, vengono applicati il corrispondente tasso di perdite di rete e il fattore di emissione del Paese (seguendo gli stessi criteri descritti sopra per i modelli location based e market based).

Fonte GES	Metodo di calcolo
Scope 3	
Categoria 1. Beni e servizi acquistati	Comprendono le emissioni di gas a effetto serra della catena di fornitura, relative ai lavori e ai servizi. Sono calcolate sulla base dell'importo ordinato (€) per ciascun gruppo merceologico e del relativo fattore di emissione specifico (tCO_{2eq}/€). Per i lavori, i fattori di emissione specifici sono calcolati utilizzando i dati dei cantieri sostenibili per progetti eolici e solari, nonché delle attività di esercizio e manutenzione delle reti. Per i servizi, vengono considerati fattori di emissione medi provenienti da database internazionali, in base al corrispondente settore economico.
Categoria 2. Beni strumentali	Comprendono le emissioni di gas a effetto serra (GES) derivanti dalla catena di fornitura relative alla produzione delle forniture. Sono calcolate sulla base dell'importo ordinato (€) per ciascun gruppo merceologico e del relativo fattore di emissione specifico (tCO_{2eq}/€). Per le forniture principali, vengono utilizzati i fattori di emissione derivati dai dati forniti dai fornitori tramite le loro dichiarazioni ambientali di prodotto (EPD – Environmental Product Declaration) o certificazioni ISO CFP 14067, oppure da database internazionali basati sulla metodologia LCA (Life Cycle Assessment). Per le altre forniture, i fattori di emissione sono stimati sulla base delle emissioni medie del settore economico di appartenenza.
Categoria 3. Attività legate ai combustibili e all'energia non incluse negli Scope 1 o 2	Emissioni indirette di gas a effetto serra (GES) relative a: • logistica del carbone: considerano le emissioni fuggitive di CH_4 derivanti dalle attività minerarie in relazione alla quantità di carbone consumata nelle centrali a carbone del Gruppo, basandosi su fattori standard e ipotesi. Inoltre, vengono considerate anche le emissioni indirette derivanti dal trasporto marittimo del carbone, calcolate in base al volume stimato di carburante consumato dalle navi di terzi; • logistica del fuel-oil e gas: coprono l'intera catena del valore, dall'estrazione alla consegna, utilizzando dati secondari per ciascuna fase specifica e includendo le emissioni di CO_2, CH_4 (sia da combustione sia da perdite) e N_2O. Il calcolo comprende le emissioni indirette sia del volume di fuel-oil e gas consumato nelle centrali termoelettriche, sia del gas naturale venduto nel mercato retail ai clienti finali; • logistica della biomassa: sono calcolate in base al volume trasportato su strada, utilizzando dati secondari, fattori standard e ipotesi; • acquisto elettricità per vendita: l'energia acquistata da altri produttori e rivenduta ai clienti finali è calcolata assumendo la posizione integrata del Gruppo a livello nazionale, stimando la quantità di energia come differenza tra le vendite di energia e la produzione propria, applicando gli stessi fattori di emissione nazionali utilizzati per il calcolo dello Scope 2 (location based).
Categoria 4. Trasporto e distribuzione a monte	Le emissioni indirette di gas a effetto serra (GES) derivanti dal consumo di carburante per il trasporto su strada di altri combustibili (non inclusi nella categoria 3), materie prime e rifiuti, nonché dal trasporto via mare da parte di terzi della cenere e di altri sottoprodotti del carbone, sono calcolate in base al volume trasportato su strada, utilizzando dati secondari, fattori standard e ipotesi.
Categoria 6. Viaggi di lavoro	Le emissioni derivanti dai viaggi di lavoro sono calcolate secondo la metodologia basata sulla distanza, considerando il mezzo di trasporto (aereo e treno) e l'alloggio in hotel, applicando i fattori di emissione DEFRA per ciascuna tipologia.
Categoria 7. Pendolarismo dei dipendenti	Le emissioni derivanti dal pendolarismo dei dipendenti sono calcolate considerando le informazioni raccolte e disponibili dai dipendenti e/o tramite sondaggi riguardanti il mezzo di trasporto utilizzato per recarsi al lavoro e tornare a casa ogni giorno. Nei Paesi in cui non ci sono dati disponibili al riguardo vengono applicati valori standard sulla base dei risultati di altri Paesi del Gruppo. I fattori di emissione per ciascun mezzo di trasporto vengono applicati utilizzando fonti locali, quando disponibili, oppure database internazionali come DEFRA.
Categoria 11 – Utilizzo dei prodotti venduti	Le emissioni indirette di gas a effetto serra (GES) derivanti dall'uso del gas naturale venduto ai clienti finali nel mercato retail del gas sono calcolate in base alla quantità di energia venduta, applicando i fattori di emissione corrispondenti dell'IPCC.

Le seguenti categorie Scope 3 del GHG Protocol sono attualmente escluse dall'inventario delle emissioni di gas a effetto serra (GES) di Enel.

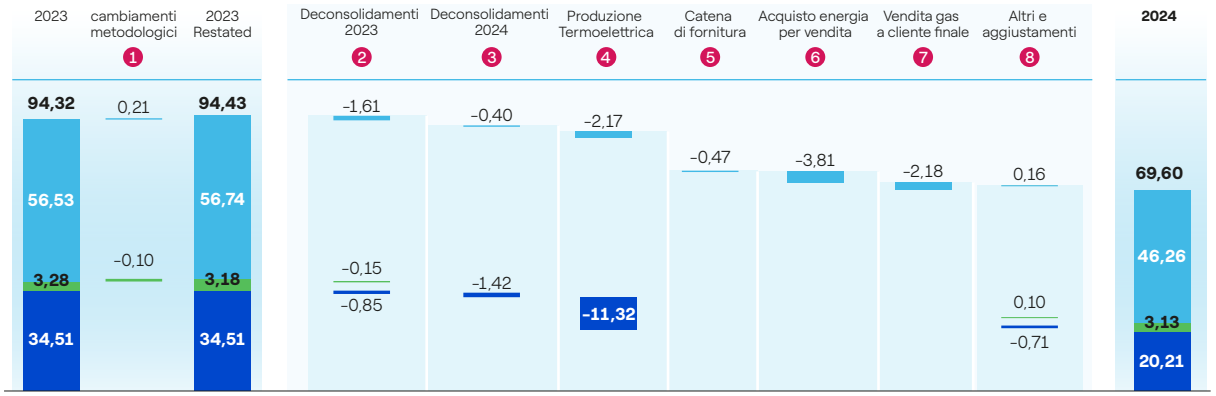
- Categoria 5 (rifiuti derivanti dalle operazioni): Enel sta attualmente sviluppando la metodologia di calcolo e il processo di raccolta dei dati; pertanto, potrebbero essere riportate in futuro se rilevanti.
- Categoria 8 (beni locati a monte): le emissioni GES relative agli edifici e uffici sono già considerate nei calcoli Scope 1 e Scope 2.
- Categoria 9 (trasporto e distribuzione a valle): non applicabile considerando il tipo di prodotti e servizi venduti dall'Azienda.
- Categoria 10 (lavorazione dei prodotti venduti): non applicabile considerando il tipo di prodotti e servizi venduti dall'Azienda.
- Categoria 12 (trattamento a fine vita dei prodotti venduti): queste emissioni potrebbero essere considerate come parte della categoria 5.
- Categoria 15 (investimenti): attualmente considerata non rilevante.

Le dichiarazioni di inventario GES sono state oggetto di verifica da parte di DNV GL, uno dei principali enti di certificazione a livello mondiale, con un livello di garanzia ragionevole per le emissioni Scope 1 e Scope 2, e con un livello di garanzia limitato per le emissioni Scope 3 incluse nel campo di applicazione dell'inventario. La verifica è stata svolta secondo lo standard ISO 14064-3 di conformità degli inventari di gas a effetto serra (GES) al WBCSD/WRI Corporate Accounting and Reporting Standard (GHG Protocol).

ESRS E1-6 – Emissioni lorde di GES di ambito 1, 2, 3 ed emissioni totali di GES

L'andamento delle emissioni di gas serra nel 2024

ANDAMENTO DELLE EMISSIONI DI GAS SERRA NEL 2024 ($MtCO_{2EQ}$)



Variazioni nel 2024 (rispetto 2023)

1. Cambiamenti metodologici descritti nel paragrafo "La metodologia di calcolo delle emissioni di gas serra".
2. Deconsolidamento di impianti termoelettrici in Argentina e Colombia, rinnovabili in Grecia e Romania e asset di distribuzione in Romania nel 2023.
3. Deconsolidamento di impianti termoelettrici e rinnovabili e asset di distribuzione in Perù nel 2024.
4. Riduzione della produzione termoelettrica (carbone e CCGT) in Italia, Iberia e America Latina.
5. Riduzione dell'importo assoluto delle spese per gli ordini e il maggiore peso dell'acquisto di tipologie di materiali con un'impronta di carbonio inferiore.
6. Riduzione del gap esistente tra le vendite di energia ai clienti finali e la produzione propria nei Paesi in cui il Gruppo ha una posizione integrata. e miglioramento dei fattori di emissione locali in alcuni di questi Paesi.
7. Riduzione dei volumi di gas naturale venduti ai clienti finali.
8. Altre riduzioni di emissioni dirette da fonti minori e aggiustamenti sulle emissioni indirette.

(I punti 4-8 escludono le riduzioni dovute ai deconsolidamenti già considerate nei punti 2 e 3)

- Scope 3
- Scope 2 (location based)
- Scope 1

Nel 2024 le emissioni assolute totali dirette e indirette (Scope 1, 2 e 3) sono state pari a 69,60 $MtCO_{2eq}$, mantenendo il trend di riduzione e raggiungendo il volume più basso di sempre. In particolare, le emissioni assolute totali sono state ridotte del 26,3% rispetto al 2023.

	UM	2024	2023	2024-2023	
Emissioni lorde di GES di Scope 1, 2 e 3					
Totale - location based[1]	Mln tCO_{2eq}	69,60	94,43	(24,83)	-26,3%
Totale - market based[1]	Mln tCO_{2eq}	71,37	95,67	(24,30)	-25,4%
Emissioni lorde di GES di Scope 1					
Emissioni lorde di GES di Scope 1 dalle attività consolidate	Mln tCO_{2eq}	19,68	33,50	(13,82)	-41,3%
Emissioni lorde di GES di Scope 1 dalle attività non consolidate ma con controllo operativo	Mln tCO_{2eq}	0,53	1,01	(0,48)	-47,5%
Totale emissioni lorde di GES di Scope 1	Mln tCO_{2eq}	**20,21**	**34,51**	**(14,30)**	**-41,4%**
Emissioni di GES di Scope 1 coperte da sistemi regolamentati di scambio di quote di emissioni (EU-ETS)	%	73	74	(1)	-
Percentuale di emissioni Scope 1 coperte da:					
- regolamentazioni "emissions-limiting"	%	**84**	**83**	**1**	**-**
- regolamentazioni "emissions-reporting"	%	**100**	**100**	**-**	**-**
Emissioni di gas serra associate alla consegna di energia	Mln tCO_{2eq}	**37,17**	**55,87**	**(18,70)**	**-33,5%**
Emissioni lorde di GES di Scope 2 - location based					
Totale emissioni lorde di GES di Scope 2 dalle attività consolidate - location based	Mln tCO_{2eq}	3,13	3,18	(0,05)	-1,6%
Totale emissioni lorde di GES di Scope 2 dalle attività non consolidate ma con controllo operativo - location based	Mln tCO_{2eq}	-	-	-	-
Totale emissioni lorde di GES di Scope 2 - location based[1]	Mln tCO_{2eq}	**3,13**	**3,18**	**(0,05)**	**-1,6%**
Emissioni lorde di GES di Scope 2 - market based					
Totale emissioni lorde di GES di Scope 2 dalle attività consolidate - market based[1]	Mln tCO_{2eq}	4,90	4,42	0,48	10,9%
Totale emissioni lorde di GES di Scope 2 dalle attività non consolidate ma con controllo operativo - market based	Mln tCO_{2eq}	-	-	-	-
Totale emissioni lorde di GES di Scope 2 - market based	Mln tCO_{2eq}	**4,90**	**4,42**	**0,48**	**10,9%**
Emissioni lorde di GES di Scope 3					
Categoria 1: Beni e servizi acquistati[1]	Mln tCO_{2eq}	4,34	4,45	(0,11)	-2,5%
Categoria 2: Beni strumentali[2]	Mln tCO_{2eq}	3,83	4,37	(0,54)	-12,4%
Categoria 3: Attività legate ai combustibili e all'energia non incluse negli Scope 1 o 2[2]	Mln tCO_{2eq}	23,74	30,99	(7,25)	-23,4%
- Carbone upstream (estrazione e trasporto via mare)	Mln tCO_{2eq}	0,22	1,02	(0,80)	-78,4%
- Gas upstream (estrazione e trasporto)	Mln tCO_{2eq}	4,58	5,89	(1,31)	-22,2%
- Gasolio upstream (estrazione e trasporto)	Mln tCO_{2eq}	0,93	0,95	(0,02)	-2,1%
- Biomasse upstream (trasporto)	Mln tCO_{2eq}	-	-	-	-
- Acquisto di elettricità per vendita al cliente finale	Mln tCO_{2eq}	18,01	23,13	(5,12)	-22,1%
Categoria 4: Trasporto e distribuzione a monte	Mln tCO_{2eq}	0,01	0,02	(0,01)	-50,0%
Categoria 6: Viaggi di lavoro[2]	Mln tCO_{2eq}	0,02	0,05	(0,03)	-60,0%
Categoria 7: Pendolarismo dei dipendenti[2]	Mln tCO_{2eq}	0,04	0,03	0,01	33,3%
Categoria 11: Uso di prodotti venduti	Mln tCO_{2eq}	14,28	16,83	(2,55)	-15,1%
Totale emissioni lorde di GES di Scope 3[1]	Mln tCO_{2eq}	**46,26**	**56,74**	**(10,48)**	**-18,5%**
Metriche di intensità					
Intensità delle emissioni totali di GES Scope 1	gCO_{2eq}/kWh	105	166	(61)	-36,7%
Intensità delle emissioni GES Scope 1 relative alla produzione di energia elettrica (SBTi)	gCO_{2eq}/kWh	101	160	(59)	-36,9%
Intensità delle emissioni GES Scope 1 e 3 relative all'Integrated Power (SBTi)[1]	gCO_{2eq}/kWh	121	166	(45)	-27,1%
Emissioni totali di GES (location based) rispetto ai ricavi netti[3]	tCO_{2eq}/mld€	985	1.145	(160)	-14,0%
Emissioni totali di GES (market based) rispetto ai ricavi netti[3]	tCO_{2eq}/mld€	1.010	1.160	(150)	-12,9%

(1) I valori 2023 sono stati ricalcolati sulla base di cambiamenti metodologici menzionati nel paragrafo "La metodologia di calcolo delle emissioni di gas serra".

(2) Nuova categoria, non riportata nel 2023.

(3) Gli indicatori "Emissioni di GES (location based) rispetto ai ricavi netti" ed "Emissioni totali di GES (market based) rispetto ai ricavi netti" sono stati calcolati utilizzando l'importo dei ricavi IFRS 15 pari a 70.626 milioni di euro nel 2024 (82.483 milioni di euro nel 2023) come indicato nella nota 9.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2024.

Emissioni di Scope 1

Nel 2024, le emissioni GES di Scope 1, pari a 20,21 $MtCO_{2eq}$, (29,0% delle emissioni totali) si sono ridotte del 41,4% rispetto il 2023.
La quota di emissioni GES dello Scope 1 (tra cui CO_2, CH_4 e N_2O) relative al processo di combustione dei combustibili per la generazione di energia elettrica ha rappresentato il 94,8% del valore totale dello Scope 1. Queste emissioni, pari a 19,16 $MtCO_{2eq}$, sono diminuite del 41,5% rispetto al 2023, data la riduzione del 38,0% della produzione termoelettrica rispetto al 2023, per via di una riduzione della produzione in tutte le tecnologie fossili e in particolare nella produzione a carbone che si è ridotta del 77,9%, nonché per l'impatto positivo della vendita degli impianti termoelettrici in Perù nel 2024 e Argentina nel 2023.
In merito alla biomassa e biogas, le emissioni biogeniche di CO_2 per la produzione di energia, pari a 72,41 $ktCO_{2eq}$, non fanno parte del calcolo dello Scope 1 e vengono riportate separatamente in linea con le indicazioni del GHG Protocol e gli ESRS.

Emissioni di Scope 2

Nel 2024, le emissioni GES di Scope 2, pari a 3,13 $MtCO_{2eq}$ secondo l'approccio location-based (4,5% delle emissioni totali) si sono ridotte dell'1,6% rispetto al 2023, data la riduzione del 28,4% delle emissioni derivanti dal consumo di elettricità (pari a 0,51 $MtCO_{2eq}$) e il miglioramento dei fattori emissivi dei sistemi elettrici in alcuni Paesi.

Emissioni di Scope 3

Nel 2024, le emissioni di gas serra di Scope 3, pari a 46,26 $MtCO_{2eq}$ e al 66,5% delle emissioni totali di gas serra, sono diminuite del 18,5% rispetto al 2023, per via del miglioramento in tutte le categorie e in particolare nelle fonti più rilevanti: catena di fornitura (categorie 1 e 2), logistica dei combustibili (categoria 3), acquisto di energia per vendita al cliente finale (categoria 3) e uso di gas naturale venduto ai clienti finali nel mercato al dettaglio (categoria 11).
Nel 2024, il 7% delle emissioni Scope 3 è stato calcolato con dati primari sui fattori emissivi forniti dai fornitori, raccolti attraverso sistemi EPD (Environmental Product Declaration) o certificazione ISO CFP 14067 richiesti ai fornitori (80% della categoria 2 – Beni strumentali). Invece, il 93% delle emissioni Scope 3 è stato calcolato con dati primari operativi relativi alle attività a monte e a valle – compresi quelli corrispondenti all'acquisto di combustibili, l'importo ordinato di spesa, le vendite di elettricità e di gas nel mercato retail –, sui quali sono stati applicati fattori emissivi standard utilizzando diverse fonti (autorità locali, database internazionali e IPCC) per il calcolo delle emissioni assolute corrispondenti.

Emissioni non biogeniche di metano (CH_4)

Enel monitora le emissioni non biogeniche di metano lungo tutta la catena del valore, includendo sia le emissioni dirette sia quelle indirette.

Per quanto riguarda le emissioni dirette di metano (Scope 1), le fonti sono due:

- le emissioni di metano derivanti dalla combustione dei combustibili, principalmente nelle centrali elettriche per la produzione di energia elettrica, e in misura minore nei servizi ausiliari delle centrali elettriche, nelle reti e nella gestione degli edifici e della flotta. Queste emissioni sono calcolate in base al consumo di combustibile, applicando il corrispondente fattore di emissione IPCC specifico per il combustibile. Questa fonte ammonta a 13,3 $ktCO_{2eq}$, pari allo 0,07% delle emissioni dello Scope 1 nel 2024;
- le emissioni di metano da fughe nelle centrali elettriche a gas. Sono monitorate e calcolate secondo procedure interne che seguono la metodologia LDAR (Leak Detection and Repair). Ammontano a 8,34 $ktCO_{2eq}$ nel 2024, pari allo 0,04% delle emissioni dello Scope 1 nel 2024.

Per quanto riguarda le emissioni indirette di metano (Scope 3), esse sono principalmente legate alla combustione di combustibili e alle perdite nel processo di estrazione del carbone e nell'estrazione e trasporto di combustibili fossili dai nostri fornitori. Vengono calco-

late utilizzando dati secondari affidabili per ogni fase specifica (dalla fase estrattiva fino alla distribuzione del gas) in linea con i fattori IPCC, e fanno parte dei dati divulgati in precedenza sulle emissioni di Scope 3 da combustibili upstream. Tutte le emissioni dirette e indirette derivanti da fughe di metano e dalla combustione di combustibili nelle nostre centrali elettriche e tutte quelle indirette legate all'attività di vendita al dettaglio di gas naturale saranno completamente mitigate entro il 2040, quando il Gruppo completerà la dismissione di tutta la sua capacità termoelettrica e dell'attività di vendita al dettaglio di gas.

ESRS E1-5 – Consumo di energia e mix energetico

Consumo di energia e mix energetico

IBR VChain

Il consumo complessivo di energia è risultato nel 2024 pari a 170,52 TWh, del 24,9% inferiore rispetto al 2023, di cui:

- i consumi da fonti primarie, pari a 167,98 TWh, sono principalmente dovuti all'attività di produzione di elettricità e, in misura minore, ai consumi per i servizi ausiliari nell'attività di distribuzione e nei sistemi di riscaldamento degli edifici. Nel 2024, tali consumi si sono ridotti del 25,0% per la riduzione del 39,9% nei consumi di combustibili da fonti fossili a causa di una minore produzione di elettricità da fonti termoelettriche;
- i consumi di elettricità (fonti finali), pari a 2,54 TWh e del 15,0% minori rispetto il 2023, considerano i consumi di elettricità rinnovabile e non nei diversi asset nell'attività di produzione e distribuzione di elettricità, nonché negli edifici. Nel 2024, la quota di questi consumi coperta dal sistema di garanzie di origine europeo è risultata pari all'8% (uguale al 2023).

Consumi di combustibile per fonte primaria	UM	2024	2023	2024-2023	
da fonti fossili	TWh	**81,34**	**135,28**	**(53,94)**	**-39,9%**
Carbone	TWh	7,67	32,55	(24,88)	-76,4%
Gas naturale	TWh	51,51	76,82	(25,31)	-32,9%
Gasolio	TWh	13,71	16,89	(3,18)	-18,8%
Olio combustibile	TWh	8,45	9,02	(0,57)	-6,3%
da fonti nucleari (uranio)	TWh	**71,95**	**73,83**	**(1,88)**	**-2,5%**
da fonti rinnovabili	TWh	**14,69**	**14,98**	**(0,29)**	**-1,9%**
Biomasse, biogas e rifiuti	TWh	0,18	0,24	(0,06)	-25,0%
Fluido geotermico	TWh	14,51	14,74	(0,23)	-1,6%
Totale consumi di combustibile per fonte primaria	TWh	**167,98**	**224,09**	**(56,11)**	**-25,0%**
Consumi di elettricità (energia finale)	TWh	**2,54**	**2,99**	**(0,45)**	**-15,0%**
Totale consumi di energia (primaria e finale)	TWh	**170,52**	**227,08**	**(56,56)**	**-24,9%**
Consumo totale delle attività in settori ad alto impatto climatico rispetto ai ricavi netti derivanti da tali attività[1]	MWh/ mln€	2.414	2.753	(339)	-12,3%

(1) L'indicatore "Consumo totale delle attività in settori ad alto impatto climatico rispetto ai ricavi netti derivanti da tali attività" è stato calcolato utilizzando l'importo totale dei ricavi IFRS 15 pari a 70.626 milioni di euro nel 2024 (82.483 milioni di euro nel 2023), come indicato nella nota 9.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2024, in quanto tutti i settori di business sono stati considerati ad alto impatto climatico.

Quote sul consumo totale di energia primaria	UM	2024	2023	2024-2023	
da fonti fossili	%	48,42	60,37	(11,95)	-
da fonti nucleari	%	42,83	32,94	9,89	-
da fonti rinnovabili	%	8,74	6,68	2,06	-

Altre informazioni: acquisto di crediti di carbonio nei mercati volontari

Nel corso del 2024 sono stati acquistati e cancellati, per far fronte a richieste puntuali di clienti, crediti di carbonio nel mercato volontario per un totale di 25.766 tCO_{2eq}. L'acquisto ha riguardato titoli VER certificati da Verra, con vintage tra il 2007 e il 2020, e titoli CER con vintage 2024. Per il dettaglio dei titoli si rimanda alla seguente tabella:

Tipo di credito	Vintage	Tecnologia	Certificazione	Totale (tCO_{2eq})
VER	2017/2019	REDD+	Verra	4.240
VER	2007/2020	RES	Verra	2.509
CER	2024	RES	CDM	19.017
Totale				**25.766**

Questi volumi non sono stati scontati dal calcolo delle emissioni dirette e indirette riportate nel presente Bilancio e non fanno parte dell'impegno "Net Zero" del Gruppo e nemmeno dei diversi target di riduzione delle emissioni di gas serra, poiché tale impegno non prevede l'utilizzo di certificati legati a progetti che evitano le emissioni di gas serra.

Nel futuro, tuttavia, il Gruppo potrebbe acquistare, direttamente e/o indirettamente, crediti di rimozione del carbonio solamente al fine di neutralizzare le emissioni residue con un volume inferiore a 2,5 $MtCO_{2eq}$ e rispettando la traiettoria 1,5 °C come definito dalla SBTi. Nel 2024 non sono state acquistate queste tipologie di crediti.


1
2
3



5. LE PERFORMANCE DEL GRUPPO

Solidi risultati nel 2024 con EBITDA ordinario a 22,8 miliardi di euro (+3,8%) e utile netto ordinario del Gruppo a 7,1 miliardi di euro (+9,6%)

La variazione è attribuibile al positivo contributo dei Business Integrati, con una crescita in Spagna, Stati Uniti e America Latina che ha più che compensato la lieve flessione in Italia, riconducibile alla diminuzione dei margini nei mercati finali e nella generazione termoelettrica nonostante la maggiore idraulicità registrata nell'esercizio.

Indebitamento finanziario netto/EBITDA ordinario pari a circa 2,4x (rispetto a 2,7x a fine 2023)

I positivi flussi di cassa generati dalla gestione operativa, nonché il completamento del programma di deleverage e razionalizzazione della presenza geografica del Gruppo hanno consentito di migliorare il rapporto FFO (Funds From Operations) su indebitamento finanziario netto, che si è attestato al 25%.

Una politica dei dividendi semplice, prevedibile e interessante

Il dividendo complessivo proposto per l'intero esercizio 2024 è pari a 0,47 euro per azione (di cui 0,215 euro per azione già corrisposti quale acconto a gennaio 2025), in crescita del 9% rispetto al dividendo complessivo di 0,43 euro per azione riconosciuto per l'intero esercizio 2023.

Definizione degli indicatori di performance

Al fine di illustrare i risultati economici e finanziari del Gruppo, analizzandone la struttura patrimoniale e finanziaria, sono stati predisposti distinti schemi riclassificati diversi dai prospetti previsti dai princípi contabili IFRS-EU adottati dal Gruppo e contenuti nel Bilancio consolidato. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di performance alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del Bilancio consolidato, in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. In particolare, il management ritiene tali indicatori utili ai fini dell'analisi e del monitoraggio dell'andamento del Gruppo, nonché rappresentativi dei risultati economici e finanziari prodotti dal business, assicurando una migliore comparabilità nel tempo.

In merito a tali indicatori, il 29 aprile 2021 la CONSOB ha emesso il Richiamo di Attenzione n. 5/2021 che rende applicabili gli Orientamenti emanati il 4 marzo 2021 dalla European Securities and Markets, Authority (ESMA) in materia di obblighi di informativa ai sensi del Regolamento UE 2017/1129 (c.d. "Regolamento sul Prospetto"), che trovano applicazione dal 5 maggio 2021 e sostituiscono i riferimenti alle raccomandazioni CESR e quelli presenti nella Comunicazione n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 in materia di posizione finanziaria netta; in particolare, tali Orientamenti aggiornano le precedenti Raccomandazioni CESR (ESMA/2013/319, nella versione rivisitata del 20 marzo 2013).

Gli Orientamenti ESMA sono volti a promuovere l'utilità e la trasparenza degli indicatori alternativi di performance inclusi nelle informazioni regolamentate o nei prospetti rientranti nell'ambito d'applicazione della Direttiva 2003/71/CE, al fine di migliorarne la comparabilità, l'affidabilità e la comprensibilità.

Nel seguito sono forniti, in linea con le comunicazioni sopra citate, i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori per il Gruppo Enel.

Margine operativo lordo (o EBITDA): rappresenta un indicatore della performance operativa ed è calcolato sommando al "Risultato operativo" gli "Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti" e gli "Ammortamenti e altri impairment".

Margine operativo lordo ordinario (o EBITDA ordinario): è definito come il "Margine operativo lordo" riconducibile alla sola gestione caratteristica, collegata ai modelli di business di Ownership, Partnership e Stewardship con cui il Gruppo opera, integrato con il margine operativo lordo ordinario riferibile alle discontinued operation, in caso presenti negli esercizi messi a confronto. Sono esclusi, inoltre, dal margine operativo lordo ordinario gli oneri associati a piani di ristrutturazione aziendale e i contributi straordinari solidaristici stabiliti dai Governi locali all'estero a carico delle imprese del settore energetico e gli oneri connessi al cambio di moneta funzionale in Cile.

Risultato operativo ordinario: è determinato dal "Risultato operativo", integrato con i risultati operativi ordinari delle discontinued operation e depurato degli effetti delle operazioni non legate alla gestione caratteristica commentate relativamente al margine operativo lordo ordinario. Sono inoltre esclusi gli impairment significativi (inclusi i relativi ripristini di valore) rilevati sugli asset e/o gruppi di asset, all'esito di un processo valutativo circa la recuperabilità del loro valore iscritto, in base allo "IAS 36 – Impairment of assets" o all'"IFRS 5 – Non current assets held for sale and discontinued operations".

Risultato netto del Gruppo ordinario: è determinato rettificando il "Risultato netto del Gruppo" dalle componenti precedentemente commentate nel "Risultato operativo ordinario", tenuto conto degli eventuali effetti fiscali e delle interessenze di terzi. Sono escluse inoltre talune componenti finanziarie e relative a partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto non riconducibili alla gestione caratteristica del Gruppo.

Attività immobilizzate nette: determinate quale differenza tra le "Attività non correnti" e le "Passività non correnti" a esclusione:
- delle "Attività per imposte anticipate";
- della voce "Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto" compresa nelle "Altre attività finanziarie non correnti";
- dei "Finanziamenti a lungo termine";
- dei "Benefíci ai dipendenti";
- dei "Fondi rischi e oneri quota non corrente";
- delle "Passività per imposte differite";
- della voce "Altri debiti finanziari non correnti inclusi nell'indebitamento finanziario netto" compresa nelle "Altre passività finanziarie non correnti".

Capitale circolante netto: definito quale differenza tra le "Attività correnti" e le "Passività correnti" a esclusione:
- della voce "Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto" compresa nelle "Altre attività finanziarie correnti";
- delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
- dei "Finanziamenti a breve termine" e delle "Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine";
- dei "Fondi rischi e oneri quota corrente";
- della voce "Altri debiti finanziari correnti inclusi nell'indebitamento finanziario netto" compresa nelle "Altre passività finanziarie correnti".

Attività nette possedute per la vendita: definite come somma algebrica delle "Attività classificate come possedute per la vendita" e delle "Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita".

Capitale investito netto: determinato quale somma algebrica delle "Attività immobilizzate nette" e del "Capitale circolante netto", dei "Fondi rischi e oneri", dei "Benefíci ai dipendenti", delle "Passività per imposte differite" e delle "Attività per imposte anticipate", nonché delle "Attività nette possedute per la vendita".

Indebitamento finanziario netto: rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato:
- dai "Finanziamenti a lungo termine", dai "Finanziamenti a breve termine", dalle "Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine" e dalle voci: "Altri debiti finanziari non correnti inclusi nell'indebitamento finanziario netto" e "Altri debiti finanziari correnti inclusi nell'indebitamento finanziario netto" incluse rispettivamente in: "Altre passività finanziarie non correnti" e "Altre passività finanziarie correnti";
- al netto delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
- al netto della voce "Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto", compresa nelle "Altre attività finanziarie correnti", che accoglie: (i) la quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine, (ii) i titoli e (iii) i crediti finanziari;
- al netto della voce "Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto", compresa nella voce "Altre attività finanziarie non correnti", che accoglie: (i) i titoli e (ii) i crediti finanziari.

Più in generale, l'indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel è determinato conformemente a quanto previsto dall'Orientamento n. 39, emanato il 4 marzo 2021 dall'ESMA, applicabile dal 5 maggio 2021, e in linea con il sopra citato Richiamo di Attenzione n. 5/2021 emesso dalla CONSOB il 29 aprile 2021.
La riconciliazione dell'indebitamento finanziario del Gruppo determinato con i criteri sopra indicati e l'indebitamento finanziario determinato secondo i criteri della Comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 è riportata nella nota 45 "Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine" del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2024.

Principali variazioni dell'area di consolidamento

Nei due esercizi in analisi l'area di consolidamento ha subíto alcune modifiche, per la cui descrizione si rinvia alla nota 7 "Principali acquisizioni e cessioni dell'esercizio" del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2024.



Risultati del Gruppo

191,9 TWh

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA(1)

di cui 133,3 TWh rinnovabile

69,9 %

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA RINNOVABILE

per un totale di 56,6 GW

1,9 milioni di km

RETE DI DISTRIBUZIONE E TRASMISSIONE DI ENERGIA ELETTRICA

45 milioni

UTENTI FINALI CON SMART METER ATTIVI

utenti finali digitalizzati pari al 66%

55,5 milioni

CLIENTI RETAIL(2)

di cui 23,7 milioni mercato libero

27.494 n.

PUNTI DI RICARICA PUBBLICI(3)

+13,2% rispetto al 2023

(1) 206,9 TWh includendo la produzione da capacità rinnovabile gestita (220,6 TWh al 31 dicembre 2023); analogamente, la produzione da fonte rinnovabile sarebbe uguale, al 31 dicembre 2024, a 148,3 TWh (140,3 al 31 dicembre 2023).
(2) Il totale dei clienti retail include anche i clienti Fibra.
(3) Si precisa che i dati esposti, nel caso includessero anche i punti di ricarica delle società gestite in joint venture, sarebbero pari a 28.809 al 31 dicembre 2024 e 25.337 al 31 dicembre 2023.

Risultati operativi del Gruppo

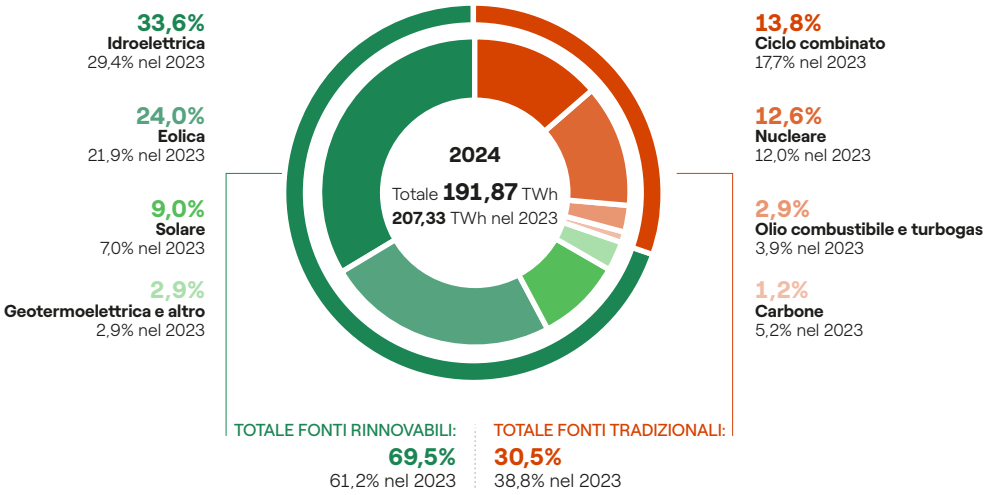
Generazione di energia elettrica

	2024	2023	2024-2023	
Produzione netta di energia elettrica (TWh)(1)	191,87	207,33	(15,46)	-7,5%
di cui:				
- rinnovabile (TWh)(1)	*133,33*	*126,98*	*6,35*	*5,0%*
Potenza efficiente netta installata totale (GW)	81,0	81,4	(0,4)	-0,5%
Potenza efficiente netta installata rinnovabile (GW)	56,6	55,5	1,1	2,0%
Potenza efficiente netta installata rinnovabile (%)	69,9%	68,2%	1,7%	2,5%
Potenza efficiente installata aggiuntiva rinnovabile (GW)	2,64	4,03	(1,39)	-34,5%

(1) 206,9 TWh includendo la produzione da capacità rinnovabile gestita (220,6 TWh al 31 dicembre 2023); analogamente, la produzione da fonte rinnovabile sarebbe uguale, al 31 dicembre 2024, a 148,3 TWh (140,3 al 31 dicembre 2023).

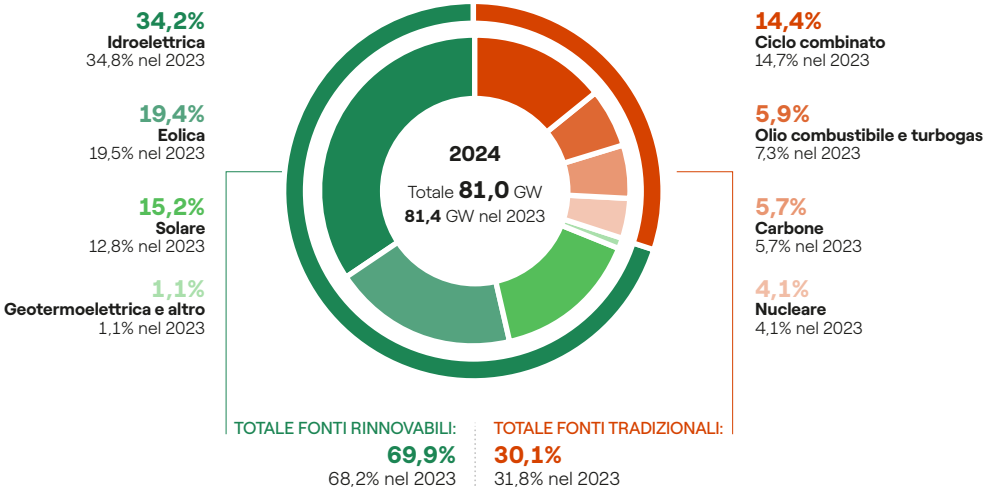
L'**energia netta prodotta da Enel** nel 2024 registra una diminuzione di 15,46 TWh rispetto al valore registrato nel 2023, da attribuire a una minore produzione da fonte termoelettrica (-21,09 TWh) connessa essenzialmente alla riduzione delle quantità prodotte da impianti a ciclo combinato (-10,29 TWh), a carbone (-8,38 TWh) e a olio combustibile e turbogas (-2,42 TWh), principalmente in Italia, Spagna, Cile, Argentina, Colombia e Perù, per quest'ultimo in seguito alla cessione di alcune società di generazione. L'incremento di energia prodotta da fonti rinnovabili (6,35 TWh) è attribuibile essenzialmente alla maggiore produzione da fonte idroelettrica (3,37 TWh) prevalentemente in Italia, Spagna, Brasile e Cile, da fonte solare (2,74 TWh) principalmente in Spagna, Nord America e Colombia, e da fonte eolica (0,74 TWh) in Brasile, Cile e Nord America, parzialmente compensata da una minore produzione dalle restanti fonti rinnovabili (-0,50 TWh). In diminuzione anche la produzione nucleare per 0,72 TWh. Al netto delle variazioni imputabili alle cessioni di attività, la produzione del 2024 risulta in diminuzione del 3,1% rispetto all'esercizio precedente.

ENERGIA ELETTRICA NETTA PRODOTTA PER FONTE (2024)



A fine dicembre 2024 la **potenza efficiente netta installata totale** del Gruppo è pari a 81,0 GW, in diminuzione rispetto al 2023 di 0,4 GW a seguito della diminuzione della potenza nella generazione termoelettrica (-1,5 GW), idroelettrica (-0,6 GW), eolica (-0,1 GW) e geotermica (-0,1 GW). Tale diminuzione è stata solo parzialmente compensata dalla maggiore capacità netta solare (+1,9 GW) principalmente in Brasile, Nord America, Colombia, Spagna e Italia. La riduzione tiene conto degli effetti della variazione di perimetro legata alla cessione delle attività in Perù, pari a -2,3 GW.

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA PER FONTE (2024)



A fine dicembre 2024 la **potenza efficiente netta installata rinnovabile** del Gruppo ha raggiunto i 56,6 GW, in aumento rispetto al 2023 di 1,1 GW, e rappresenta il 69,9% del totale della potenza efficiente netta installata.

Distribuzione di energia elettrica

	2024	2023	2024-2023	
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)	481,2	489,4[2]	(8,2)	-1,7%
Utenti finali con smart meter attivi (n.)[1]	45.181.536	45.172.959	8.577	-
Rete di distribuzione e trasmissione di energia elettrica (km)	1.870.283	1.899.419	(29.136)	-1,5%
Utenti finali (n.)	68.523.156	70.291.727	(1.768.571)	-2,5%
SAIDI (minuti medi)	205,2	208,3[2]	(3,1)	-1,5%
SAIFI (n. medio)	2,5	2,5	-	-

(1) Di cui smart meter di seconda generazione 30,5 milioni nel 2024 e 28,7 milioni nel 2023.
(2) Il dato del 2023 tiene conto di una più puntuale determinazione.

L'**energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel**, pari a 481,2 TWh nel 2024, ha registrato una diminuzione di 8,2 TWh (-1,7%) rispetto all'esercizio precedente, prevalentemente per effetto della cessione delle attività di distribuzione detenute in Romania e Perù (-17,4 TWh) e per la diminuzione di energia distribuita in Argentina (-0,5 TWh), solo parzialmente compensate dalla maggiore energia trasportata in Italia (+3,3 TWh), Spagna (+2,0 TWh), Brasile (+3,8 TWh), Cile (+0,4 TWh) e Colombia (+0,2 TWh). Al netto delle variazioni imputabili alle sopra citate variazioni di perimetro nei due periodi a confronto, la distribuzione di energia elettrica sarebbe aumentata di 9,2 TWh (+2,0%).

Il **numero degli utenti finali di Enel con smart meter attivi** registra nel 2024 un incremento di 8.577 unità, dovuto prevalentemente agli aumenti registrati in Brasile (+644.711), Spagna (+98.018), Cile (+3.056) e Colombia (+895), parzialmente compensato dalla diminuzione registrata in Italia (-717.505), Perù (-20.449) e Argentina (-149).

Mercati finali

	2024	2023	2024-2023	
Energia venduta da Enel (TWh)	273,5	300,9	(27,4)	-9,1%
Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m^3)	7,1	8,3	(1,2)	-14,5%
Clienti retail (n.)[1]	55.485.799	61.125.743[2]	(5.639.944)	-9,2%
- di cui mercato libero	*23.665.515*	*24.234.813*[2]	*(569.298)*	*-2,3%*
Demand response (MW)	9.250	9.588	(338)	-3,5%
Punti di ricarica pubblici (n.)[3]	27.494	24.281	3.213	13,2%
Storage (MW)	2.858	1.730	1.128	65,2%

(1) Il totale dei clienti retail include anche i clienti Fibra.
(2) Il dato del 2023 tiene conto di una più puntuale determinazione.
(3) Si precisa che i dati esposti, nel caso includessero anche i punti di ricarica delle società gestite in joint venture, sarebbero pari a 28.809 al 31 dicembre 2024 e 25.337 al 31 dicembre 2023.

L'**energia venduta da Enel** nel 2024 è pari a 273,5 TWh e registra una riduzione di 27,4 TWh (-9,1%) rispetto all'esercizio precedente.
I minori volumi di energia elettrica venduti nel 2024 si concentrano sia sul mercato regolato sia sul mercato libero. Per quanto riguarda quest'ultimo, la diminuzione si riscontra in entrambi i segmenti di clientela "Business to Business" (B2B) e "Business to Consumer" (B2C) in Italia, Spagna, Perù e Romania, questi ultimi due casi per effetto della cessione delle attività, parzialmente compensati dalle maggiori vendite registrate in Brasile, Cile e Colombia.
Nel mercato regolato la variazione negativa ha riguardato il segmento del B2B prevalentemente in Brasile, mentre in Italia la variazione è dovuta al termine del mercato di Maggior Tutela a partire dal 1° luglio 2024[24].

24. A esclusione dei clienti "vulnerabili".

Al netto delle sopra citate variazioni di perimetro nei due periodi a confronto, la vendita di energia elettrica diminuisce di 13,3 TWh (-4,7%).

Inoltre, le **vendite di gas naturale** nel 2024 sono pari 7,1 miliardi di metri cubi, in riduzione di 1,2 miliardi di metri cubi rispetto all'esercizio precedente (Italia -0,7 miliardi di metri cubi, Spagna -0,4 miliardi di metri cubi e Resto del Mondo -0,1 miliardi di metri cubi).

Le attività di **demand response** nel 2024 risultano pari a 9.250 MW, in diminuzione di 338 MW rispetto all'esercizio precedente, (Italia -189 MW, Spagna -104 MW e Resto del Mondo -45 MW).

I **punti di ricarica pubblici** per le auto elettriche attivi al 31 dicembre 2024 sono pari a 27.494, in crescita di 3.213 rispetto al 2023, in Italia (+2.358), in Spagna (+581) e in America Latina (+274).

Infine, lo **storage** al 31 dicembre 2024 è pari a 2.858 MW, registrando un incremento di 1.128 MW, dovuto soprattutto all'installazione di nuove batterie negli impianti di energia elettrica con tecnologia BESS (+1.231 MW) prevalentemente in Italia (+983 MW), Cile (+168 MW) e Nord America (+115 MW), parzialmente compensato dallo storage relativo ai meter.

Le persone del Gruppo

Nella tabella di seguito riportata si analizzano la consistenza dei dipendenti esposta per Linea di Business.

N.	al 31.12.2024	al 31.12.2023	Percentuale sul totale al 31.12.2024	Percentuale sul totale al 31.12.2023
Generazione Termoelettrica e Trading	5.105	5.725	8,4%	9,3%
Enel Green Power	8.269	8.891	13,7%	14,6%
Enel Grids	32.214	30.946	53,4%	50,7%
Mercati finali	7.944	8.926	13,2%	14,6%
Holding e Servizi	6.827	6.567	11,3%	10,8%
Totale	**60.359**	**61.055**		

Al 31 dicembre 2024 i dipendenti sono pari a 60.359 persone (61.055 persone al 31 dicembre 2023).

Consistenza al 31 dicembre 2023	**61.055**
Assunzioni	4.855
Cessazioni	(4.289)
Variazioni di perimetro	(1.262)
Consistenza al 31 dicembre 2024	**60.359**

L'organico diminuisce di 696 risorse. La variazione è dovuta al saldo positivo tra le assunzioni e le cessazioni (566 risorse) determinato principalmente dalle assunzioni nelle Reti in Italia e Brasile, compensato dalle negative variazioni di perimetro (-1.262 risorse), sostanzialmente riferite:

- alla vendita della società Enel Generación Perú;
- alla vendita della società Enel Distribución Perú;
- alla vendita della società Enel X Perú;
- alla vendita della società Enel X Storage US LLC;
- alla cessione di alcune risorse da parte di e-distribuzione SpA ad A2A nell'ambito della cessione delle attività di distribuzione relative ad alcuni comuni delle province di Milano e Brescia.

Risultati economici del Gruppo

€ 24.066 milioni

MARGINE OPERATIVO LORDO

€ 20.255 milioni nel 2023

€ 15.494 milioni

RISULTATO OPERATIVO

+43% rispetto al 2023

€ 7.016 milioni

RISULTATO NETTO DEL GRUPPO

€ 3.438 milioni nel 2023

€ 22.801 milioni

MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO(1)

di cui 34,5% da Enel Grids

€ 14.761 milioni

RISULTATO OPERATIVO ORDINARIO(1)

di cui 37,5% da Enel Green Power

€ 7.135 milioni

RISULTATO NETTO DEL GRUPPO ORDINARIO(1)

+9,6% rispetto al 2023

(1) Il Conto economico ordinario non include le partite non ricorrenti, per la cui definizione esaustiva si rimanda al paragrafo "Definizione degli indicatori di performance". Nella sintesi dei risultati si riporta la riconciliazione tra dati reported e dati ordinari per le seguenti grandezze economiche: margine operativo lordo, risultato operativo e risultato netto dell'esercizio del Gruppo (quota di interessenza del Gruppo).

	Conto economico ordinario(1)				Conto economico			
Milioni di euro	2024	2023	2024-2023		2024	2023	2024-2023	
Ricavi	77.173	98.163	(20.990)	-21,4%	78.947	95.565	(16.618)	-17,4%
Costi	54.849	73.232	(18.383)	-25,1%	55.358	72.344	(16.986)	-23,5%
Risultati netti da contratti su commodity	477	(2.962)	3.439	-	477	(2.966)	3.443	-
Margine operativo lordo	**22.801**	**21.969**	**832**	**3,8%**	**24.066**	**20.255**	**3.811**	**18,8%**
Ammortamenti e impairment	8.040	7.927	113	1,4%	8.572	9.423	(851)	-9,0%
Risultato operativo	**14.761**	**14.042**	**719**	**5,1%**	**15.494**	**10.832**	**4.662**	**43,0%**
Proventi finanziari	7.080	6.062	1.018	16,8%	7.082	6.049	1.033	17,1%
Oneri finanziari	10.411	9.440	971	10,3%	10.483	9.424	1.059	11,2%
Totale proventi/(oneri) finanziari netti	**(3.331)**	**(3.378)**	**47**	**1,4%**	**(3.401)**	**(3.375)**	**(26)**	**-0,8%**
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	**277**	**226**	**51**	**22,6%**	**(210)**	**(41)**	**(169)**	**-**
Risultato prima delle imposte	**11.707**	**10.890**	**817**	**7,5%**	**11.883**	**7.416**	**4.467**	**60,2%**
Imposte	3.253	3.211	42	1,3%	3.654	2.778	876	31,5%
Risultato netto delle continuing operation	**8.454**	**7.679**	**775**	**10,1%**	**8.229**	**4.638**	**3.591**	**77,4%**
Risultato netto delle discontinued operation	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(371)**	**371**	**-**
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	**8.454**	**7.679**	**775**	**10,1%**	**8.229**	**4.267**	**3.962**	**92,9%**
Quota di interessenza del Gruppo	7.135	6.508	627	9,6%	7.016	3.438	3.578	-
Quota di interessenza di terzi	1.319	1.171	148	12,6%	1.213	829	384	46,3%

(1) Il Conto economico ordinario non include le partite non ricorrenti, per la cui definizione esaustiva si rimanda al paragrafo "Definizione degli indicatori di performance". Nella sintesi dei risultati si riporta la riconciliazione tra dati reported e dati ordinari per le seguenti grandezze economiche: margine operativo lordo, risultato operativo e risultato netto dell'esercizio del Gruppo (quota di interessenza del Gruppo).

Ricavi

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Vendite energia elettrica	43.478	52.465	(8.987)	-17,1%
Trasporto energia elettrica	12.072	11.123	949	8,5%
Corrispettivi da gestori di rete	961	1.142	(181)	-15,8%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.747	1.570	177	11,3%
Vendite gas	5.875	7.983	(2.108)	-26,4%
Trasporto gas	564	68	496	-
Vendite di combustibili	1.578	3.458	(1.880)	-54,4%
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	1.002	877	125	14,3%
Ricavi per lavori e servizi su ordinazione	1.054	995	59	5,9%
Vendite di commodity con consegna fisica e relativi risultati da valutazione di contratti chiusi nel periodo	3.265	10.383	(7.118)	-68,6%
Vendite relative al business dei servizi a valore aggiunto	1.263	1.653	(390)	-23,6%
Vendite per certificati ambientali	132	283	(151)	-53,4%
Proventi da cessione attività	2.351	584	1.767	-
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	90	44	46	-
Contributi per certificati ambientali	293	346	(53)	-15,3%
Rimborsi vari	401	314	87	27,7%
Proventi per tax partnership	1.239	799	440	55,1%
Altri proventi	1.582	1.478	104	7,0%
Totale	**78.947**	**95.565**	**(16.618)**	**-17,4%**

Nel 2024 i **ricavi** registrano un decremento di 16.618 milioni di euro (-17,4%), rispetto ai 95.565 milioni di euro del 2023.
Tale variazione riflette principalmente la riduzione dei volumi di energia elettrica e gas venduti, principalmente in Italia e in Spagna, accompagnata da un ribasso dei prezzi medi di vendita rispetto al 2023, in linea con la progressiva stabilizzazione dei mercati energetici europei, nonché gli effetti delle variazioni di perimetro connesse prevalentemente alla cessione delle attività in Romania, nell'ultimo trimestre 2023, e in Perù, nel secondo trimestre 2024.

I ricavi da vendite di commodity con consegna fisica si riducono di 7.118 milioni di euro (-68,6%) rispetto all'anno precedente sia per la diminuzione delle quantità trattate sia per il progressivo calo dei prezzi medi, in particolare del gas, in Italia e in Spagna.
Le riduzioni dei ricavi sopra citate sono state solo parzialmente compensate dai maggiori proventi da cessione di attività per 1.767 milioni di euro. In particolare, i proventi del 2024 ammontano a 2.351 milioni di euro e sono da ricondurre principalmente:

- alla cessione ad A2A del 90% del capitale sociale di Duereti, società proprietaria delle attività di distribuzione di energia elettrica di alcuni comuni situati nelle province di Milano e Brescia, che ha generato un provento di 989 milioni di euro;
- alla cessione delle attività di generazione e distribuzione in Perù, che ha generato un provento di 1.347 milioni di euro.

Nel 2023, gli stessi proventi ammontano a 584 milioni di euro e sono relativi alla cessione parziale, con perdita di controllo, delle attività in Australia (103 milioni di euro) e in Grecia (160 milioni di euro), alla vendita di talune società operanti nelle rinnovabili in Cile (195 milioni di euro), nonché all'indennizzo di fine concessione di Enel CIEN per 99 milioni di euro in Brasile.

Costi

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Acquisto di energia elettrica	19.903	24.668	(4.765)	-19,3%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	3.652	6.385	(2.733)	-42,8%
Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali	6.834	15.324	(8.490)	-55,4%
Materiali	2.446	2.747	(301)	-11,0%
Costo del personale	4.938	5.030	(92)	-1,8%
Servizi e godimento beni di terzi	16.687	15.450	1.237	8,0%
Oneri per certificati ambientali	1.449	2.603	(1.154)	-44,3%
Altri oneri connessi al sistema elettrico e gas	175	568	(393)	-69,2%
Altri oneri per imposte e tasse	1.341	1.529	(188)	-12,3%
Minusvalenze e altri oneri da cessione di partecipazioni	4	404	(400)	-99,0%
Contributi straordinari di solidarietà	138	208	(70)	-33,7%
Altri costi operativi	833	813	20	2,5%
Costi capitalizzati	(3.042)	(3.385)	343	10,1%
Totale	**55.358**	**72.344**	**(16.986)**	**-23,5%**

La contrazione complessiva di 16.986 milioni di euro (-23,5%) dei **costi** dell'esercizio è connessa principalmente al menzionato calo dei prezzi medi delle commodity e alla contrazione dei volumi trattati. In particolare, tale riduzione ha riguardato i costi di acquisto per energia elettrica (4.765 milioni di euro, -19,3%) e di approvvigionamento dei combustibili per la generazione e trading (11.223 milioni di euro), che includono i contratti con consegna fisica. Gli oneri per certificati ambientali si decrementano, inoltre, di 1.154 milioni di euro essenzialmente per effetto dei minori volumi di produzione da fonte convenzionale e dei minori prezzi dei certificati per emissioni inquinanti.

Tali riduzioni sono state solo parzialmente compensate dall'incremento dei costi per servizi e godimento beni di terzi (1.237 milioni di euro rispetto al 2023) dovuto essenzialmente ai maggiori oneri per vettoriamenti passivi, principalmente in Italia e Spagna, connessi all'applicazione di specifici provvedimenti emessi dalle autorità per la regolazione delle tariffe.

Risultati netti da contratti su commodity

Gli **oneri netti da contratti su commodity** connessi alle attività di copertura nel periodo chiuso al 31 dicembre 2024 registrano un miglioramento di 3.443 milioni di euro prevalentemente per effetto dell'oscillazione dei prezzi di mercato.

Margine operativo lordo ordinario

La seguente tabella espone l'andamento del margine operativo lordo ordinario per Linea di Business.

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Generazione Termoelettrica e Trading	3.245	3.594	(349)	-9,7%
Enel Green Power	7.268	5.568	1.700	30,5%
Enel Grids	7.872	7.851	21	0,3%
Mercati finali	4.672	5.275	(603)	-11,4%
Holding e Servizi	(256)	(319)	63	19,7%
Totale	**22.801**	**21.969**	**832**	**3,8%**

Il **margine operativo lordo ordinario** è aumentato di 832 milioni di euro (+3,8%) rispetto al 2023 nonostante gli effetti connessi al diverso contributo nei due esercizi a confronto delle attività oggetto di cessione nel corso del 2023 e del 2024 (principalmente cessione delle attività di distribuzione in Romania, delle attività di generazione rinnovabile in Grecia e delle attività di generazione e distribuzione in Perù).

Se si escludono dai due esercizi a confronto gli effetti connessi alle variazioni di perimetro, il margine operativo lordo ordinario aumenterebbe a 2.517 milioni di euro.

La citata variazione del margine operativo lordo ordinario del 2024 si riferisce essenzialmente alla performance dei Business Integrati, che registra un incremento di 748 milioni di euro rispetto al 2023.

Business Integrati

Enel ha scelto di perseguire una strategia integrata nei Paesi denominati "core" (Italia, Spagna, Stati Uniti, Brasile, Cile e Colombia), in cui il Gruppo è presente in maniera capillare, con una base clienti finali cui commercializzare l'energia generata.
La strategia integrata ha l'obiettivo di massimizzare la marginalità dell'energia venduta soprattutto facendo leva sulla progressiva riduzione del costo di sourcing (costo di generazione e/o di approvvigionamento della commodity), perseguibile con l'aumento delle fonti rinnovabili nel mix di generazione e l'ampliamento dei volumi legato all'elettrificazione dei consumi, con un conseguente vantaggio per il Gruppo, per i clienti e in generale per tutti gli stakeholder.
Il margine operativo lordo ordinario riconducibile ai Business Integrati (c.d. "margine dei Business Integrati") misura l'integrazione della catena del valore del business elettrico e include i risultati della generazione di energia elettrica (Enel Green Power, Generazione Termoelettrica e Trading) e della vendita di energia elettrica e servizi (Mercati finali).

Più in dettaglio le principali attività incluse nel margine dei Business Integrati sono di seguito esposte.

1. Energia elettrica – mercato libero, si compone di:
   - Business integrato dell'energia: include l'attività commerciale nel mercato libero dell'energia, la generazione da fonti rinnovabili e termoelettrica;
   - Enel X: include tutti i servizi forniti alla clientela;
   - Mobility: accoglie le attività di innovazione, sviluppo e commercializzazione di soluzioni sulla mobilità elettrica.
2. Energia elettrica – mercato regolato, si riferisce alle attività di generazione regolata (mercato delle capacità, impianti essenziali, incentivi ricevuti sulla generazione da fonte rinnovabile ecc.) e a quelle di commercializzazione dell'energia in mercati regolamentati.
3. Gas, include la commercializzazione di gas naturale al dettaglio e all'ingrosso.
4. Trading e servizi, include le attività di ottimizzazione del portafoglio e dei servizi di bilanciamento di generazione.

Tali attività si riconducono ai business inclusi nel margine dei Business Integrati che, come detto, sono i seguenti:
- Generazione Termoelettrica e Trading;
- Enel Green Power;
- Mercati finali che include Retail, Enel X ed Enel X Way.

Nella seguente tabella è riportato il margine dei Business Integrati per Linee di Business coinvolte e per aree geografiche.

	Generazione Termoelettrica e Trading			Enel Green Power			Mercati finali			Totale		
Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	2024	2023	2024-2023	2024	2023	2024-2023	2024	2023	2024-2023
Italia	1.732	2.718	(986)	2.266	555	1.711	3.159	4.039	(880)	7.157	7.312	(155)
Iberia	1.491	739	752	999	826	173	1.034	780	254	3.524	2.345	1.179
Resto del Mondo	19	113	(94)	4.018	4.213	(195)	474	460	14	4.511	4.786	(275)
Altro	3	24	(21)	(15)	(26)	11	5	(4)	9	(7)	(6)	(1)
Margine dei Business Integrati	**3.245**	**3.594**	**(349)**	**7.268**	**5.568**	**1.700**	**4.672**	**5.275**	**(603)**	**15.185**	**14.437**	**748**

Il margine operativo lordo ordinario dei Business Integrati nel 2024 si è attestato a 15.185 milioni di euro, in aumento di 748 milioni di euro rispetto ai 14.437 milioni di euro del 2023.

Questo incremento è stato trainato principalmente dalla solida performance della generazione rinnovabile, che ha beneficiato della maggiore disponibilità di risorse, soprattutto idroelettrica e solare, nonché della contribuzione di nuova capacità installata negli Stati Uniti, in Italia e Spagna. Tali risultati positivi sono stati solo in parte bilanciati dai minori margini della generazione convenzionale per le minori quantità prodotte e dai minori risultati dei Mercati finali che hanno risentito della prevista normalizzazione dei prezzi. Al netto delle variazioni di perimetro l'incremento del margine operativo lordo ordinario è pari a 1.877 milioni di euro.

Enel Grids

Per quanto riguarda Enel Grids, il margine operativo lordo ordinario è sostanzialmente in linea con l'esercizio precedente (+21 milioni di euro, +0,3%). Tuttavia, se si esclude la diversa contribuzione ai risultati attribuibile alle citate variazioni di perimetro nei due esercizi a confronto, il margine operativo lordo ordinario di Enel Grids aumenta di 575 milioni di euro per effetto principalmente degli adeguamenti tariffari e degli incentivi per la qualità del servizio in Spagna.

Margine operativo lordo

	2024					
Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale
Margine operativo lordo ordinario	**3.245**	**7.268**	**7.872**	**4.672**	**(256)**	**22.801**
Risultati non ordinari su operazioni di Merger & Acquisition	44	65	2.160	103	(14)	2.358
Transizione energetica e digitalizzazione	(121)	(41)	58	(51)	(103)	(258)
Contributi straordinari di solidarietà	–	–	–	–	(138)	(138)
Cambio moneta funzionale Cile	–	(607)	–	–	–	(607)
Adeguamenti di valore	–	(58)	(10)	(22)	–	(90)
Margine operativo lordo	**3.168**	**6.627**	**10.080**	**4.702**	**(511)**	**24.066**

	2023					
Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale
Margine operativo lordo ordinario	**3.594**	**5.568**	**7.851**	**5.275**	**(319)**	**21.969**
Risultati non ordinari su operazioni di Merger & Acquisition	(349)	181	(23)	–	–	(191)
Contributi straordinari di solidarietà	–	–	–	–	(208)	(208)
Transizione energetica e digitalizzazione	(178)	(6)	(43)	(58)	(81)	(366)
Adeguamenti di valore	–	(60)	–	–	–	(60)
Risultati ordinari su discontinued operation	–	(505)	(324)	(59)	(1)	(889)
Margine operativo lordo	**3.067**	**5.178**	**7.461**	**5.158**	**(609)**	**20.255**

Il **margine operativo lordo** del 2024 ammonta a 24.066 milioni di euro, in aumento di 3.811 milioni rispetto all'esercizio precedente. In particolare, tale variazione risente essenzialmente degli effetti menzionati precedentemente nel commento del margine operativo lordo ordinario, nonché del diverso andamento delle componenti non ordinarie nei due esercizi a confronto. In particolare, le variazioni più significative di tali ultime componenti sono relative ai risultati derivanti dalle operazioni di cessione attività nonché al rilascio delle riserve di patrimonio netto per operazioni di copertura conseguente al cambio di moneta funzionale da pesos cileni a dollari statunitensi effettuato dalle società Enel Generación Chile ed Enel Chile a partire dal 1° genna-

io 2025. In particolare, alcuni risultati sulle operazioni di cessione del 2024 sono riconducibili ai proventi per la vendita delle attività di generazione e distribuzione in Perù (1.347 milioni di euro) e delle attività di distribuzione di energia elettrica in alcuni comuni situati nelle province di Milano e Brescia (989 milioni di euro). Nel 2023 tali risultati non ordinari sono complessivamente negativi per 191 milioni di euro e includono principalmente gli oneri per la cessione delle attività di generazione termica in Argentina (363 milioni di euro), parzialmente compensati dal provento relativo alla cessione di taluni impianti rinnovabili in Cile (195 milioni di euro).

Risultato operativo ordinario

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Generazione Termoelettrica e Trading	2.397	2.812	(415)	-14,8%
Enel Green Power	5.534	3.815	1.719	45,1%
Enel Grids	4.787	4.743	44	0,9%
Mercati finali	2.555	3.241	(686)	-21,2%
Holding e Servizi	(512)	(569)	57	10,0%
Totale	**14.761**	**14.042**	**719**	**5,1%**

Il **risultato operativo ordinario** del 2024 si incrementa di 719 milioni di euro per effetto di quanto commentato precedentemente per il margine operativo lordo ordinario, tenuto conto dei maggiori ammortamenti rilevati nel corso dell'anno 2024 nell'ambito delle attività di distribuzione, soprattutto in Italia e Spagna, e dei maggiori adeguamenti di valore sui crediti commerciali rispetto all'esercizio precedente nelle medesime geografie.

Risultato operativo

	2024					
Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale
Risultato operativo ordinario	**2.397**	**5.534**	**4.787**	**2.555**	**(512)**	**14.761**
Risultati non ordinari su operazioni di Merger & Acquisition	44	65	2.160	103	(14)	2.358
Transizione energetica e digitalizzazione	(121)	(41)	58	(51)	(103)	(258)
Contributi straordinari di solidarietà	–	–	–	–	(138)	(138)
Cambio di moneta funzionale	–	(607)	–	–	–	(607)
Adeguamenti di valore	–	(437)	(10)	(175)	–	(622)
Risultato operativo	**2.320**	**4.514**	**6.995**	**2.432**	**(767)**	**15.494**

	2023					
Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale
Risultato operativo ordinario	**2.812**	**3.815**	**4.743**	**3.241**	**(569)**	**14.042**
Risultati non ordinari su operazioni di Merger & Acquisition	(349)	147	(23)	–	–	(225)
Contributi straordinari di solidarietà	–	–	–	–	(208)	(208)
Transizione energetica e digitalizzazione	(192)	(6)	(43)	(58)	(81)	(380)
Adeguamenti di valore	(91)	(1.465)	–	(126)	–	(1.682)
Risultati ordinari su discontinued operation	–	(449)	(251)	(15)	–	(715)
Risultato operativo	**2.180**	**2.042**	**4.426**	**3.042**	**(858)**	**10.832**

Il **risultato operativo** del 2024 registra un incremento di 4.662 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione riflette quanto già commentato in merito al margine operativo lordo, cui si aggiunge l'effetto dei minori adeguamenti di valore su attività materiali e immateriali rispetto al 2023.

In particolare, nel 2024 gli adeguamenti di valore ammontano complessivamente a 622 milioni di euro e sono riferibili per 288 milioni di euro a progetti di energia rinnovabile (pipeline), per 81 milioni di euro a impianti eolici e fotovoltaici, e per 131 milioni di euro ad alcune attività nel settore dello storage e della mobilità elettrica il cui valore è stato giudicato dal management non pienamente recuperabile tenuto conto dell'evoluzione dello scenario macroeconomico e di mercato, nonché della strategia di allocazione e razionalizzazione degli investimenti.

Nel 2023, tali adeguamenti erano stati pari a 1.682 milioni di euro, interessando in misura significativa gli impianti eolici e fotovoltaici negli Stati Uniti all'esito del processo di impairment test, il progetto eolico Windpeshi in Colombia (le cui attività e relative passività sono state classificate tre le "Attività nette possedute per la vendita") e alcune attività di Enel X ed Enel X Way.

Risultato netto del Gruppo ordinario

Il **risultato netto del Gruppo ordinario** del 2024 ammonta a 7.135 milioni di euro, in aumento di 627 milioni di euro (+9,6%) rispetto ai 6.508 milioni di euro dell'esercizio precedente. Tale incremento è da ricondurre essenzialmente al buon andamento della gestione operativa ordinaria, già commentata in precedenza, accompagnato da una riduzione degli oneri finanziari netti conseguente al decremento del debito e dei tassi di interesse, i cui effetti sono solo in parte compensati da una maggiore incidenza delle imposte di competenza connesse al miglioramento dei risultati.

Risultato netto del Gruppo

Il **risultato netto del Gruppo** del 2024 ammonta a 7.016 milioni di euro (3.438 milioni di euro nel 2023), con un incremento di 3.578 milioni di euro rispetto al 2023. Tale variazione positiva risente, oltre che del buon andamento delle attività ordinarie di business, dei maggiori proventi relativi alle cessioni e ai minori adeguamenti di valore rilevati nei due esercizi a confronto. Di seguito è rappresentata la riconciliazione tra risultato netto del Gruppo ordinario e risultato netto del Gruppo, con evidenza degli elementi non ordinari e dei rispettivi effetti sul risultato, al netto dei relativi impatti fiscali e delle interessenze di terzi.

Milioni di euro	2024	2023
Risultato netto del Gruppo ordinario	**7.135**	**6.508**
Risultati non ordinari su operazioni di Merger & Acquisition	1.425	(278)
Contributi straordinari di solidarietà	(96)	(149)
Transizione energetica e digitalizzazione	(184)	(259)
Cambio moneta funzionale Cile	(281)	-
Adeguamenti di valore	(457)	(1.216)
Adeguamento di valore di talune attività riferite alla cessione della partecipazione in Slovenské elektrárne	(526)	(209)
Risultati non ordinari su discontinued operation	-	(959)
Risultato netto del Gruppo	**7.016**	**3.438**

Analisi patrimoniale e finanziaria del Gruppo

€ 104.938 milioni

CAPITALE INVESTITO NETTO

€ 105.272 milioni nel 2023

€ 55.767 milioni

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

-7,3% rispetto al 2023

68,0%

FINANZIAMENTI SOSTENIBILI

su indebitamento lordo € 71.162 milioni

€ 10.821 milioni

TOTALE INVESTIMENTI(1)

di cui 83,2% in Enel Green Power ed Enel Grids

(1) La voce non include 189 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Capitale investito netto e relativa copertura

Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023	2024-2023	
Attività immobilizzate nette:				
- attività materiali e immateriali	110.451	106.953	3.498	3,3%
- avviamento	12.850	13.042	(192)	-1,5%
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.456	1.650	(194)	-11,8%
- altre attività/(passività) non correnti nette	(2.631)	(3.363)	732	21,8%
Totale attività immobilizzate nette	**122.126**	**118.282**	**3.844**	**3,2%**
Capitale circolante netto:				
- crediti commerciali	15.941	17.773	(1.832)	-10,3%
- rimanenze	3.643	4.290	(647)	-15,1%
- crediti netti verso operatori istituzionali di mercato	(4.378)	(4.317)	(61)	-1,4%
- altre attività/(passività) correnti nette	(10.592)	(9.907)	(685)	-6,9%
- debiti commerciali	(13.693)	(15.821)	2.128	13,5%
Totale capitale circolante netto	**(9.079)**	**(7.982)**	**(1.097)**	**-13,7%**
Capitale investito lordo	**113.047**	**110.300**	**2.747**	**2,5%**
Fondi diversi:				
- benefici ai dipendenti	(1.614)	(2.320)	706	30,4%
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(6.760)	(6.311)	(449)	-7,1%
Totale fondi diversi	**(8.374)**	**(8.631)**	**257**	**3,0%**
Attività nette possedute per la vendita	265	3.603	(3.338)	-92,6%
Capitale investito netto	**104.938**	**105.272**	**(334)**	**-0,3%**
Patrimonio netto complessivo	**49.171**	**45.109**	**4.062**	**9,0%**
Indebitamento finanziario netto	**55.767**	**60.163**	**(4.396)**	**-7,3%**

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2024 è pari a 104.938 milioni di euro (105.272 milioni di euro al 31 dicembre 2023) ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 49.171 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 55.767 milioni di euro. Quest'ultimo, al 31 dicembre 2024, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 1,13 (1,33 al 31 dicembre 2023).

La riduzione, non significativa, del capitale investito netto è riconducibile principalmente:

- alle minori **attività nette possedute per la vendita** per effetto essenzialmente della cessione avvenuta nel secondo trimestre 2024 delle attività inerenti alla generazione e alla distribuzione in Perù;
- alla diminuzione del **capitale circolante netto**, ridotto, rispetto al 31 dicembre 2023, per un ammontare pari a 1.097 milioni di euro, prevalentemente connessa ai minori crediti commerciali correlati alla diminuzione dei ricavi di vendita, alla riduzione delle rimanenze e delle altre attività e passività nette, queste ultime essenzialmente per effetto della variazione netta delle posizioni fiscali e di maggiori debiti per accordi di tax partnership negli Stati Uniti e del più alto valore delle passività derivanti da contratti con i clienti e dall'incremento degli acconti ricevuti per contributi in conto impianti da enti pubblici, Tali impatti negativi sono stati in parte compensati dai minori debiti commerciali;
- all'incremento delle **attività immobilizzate nette** per effetto soprattutto delle maggiori attività materiali e immateriali per 3.498 milioni di euro. In particolare, queste ultime risultano in aumento essenzialmente per gli investimenti del periodo (9.977 milioni di euro) al lordo dei contributi ricevuti su tali attività (602 milioni di euro), per le capitalizzazioni degli oneri finanziari (245 milioni di euro), per l'attivazione di nuovi diritti d'uso (438 milioni di euro) e per l'effetto degli adeguamenti di valore connessi all'iperinflazione delle attività detenute in Argentina (1.357 milioni di euro). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dagli ammortamenti di periodo (6.637 milioni di euro), dall'andamento negativo dei tassi di cambio (1.189 milioni di euro) nonché dall'impatto degli adeguamenti di valore per complessivi 461 milioni di euro riferiti principalmente ad alcuni progetti di energia rinnovabile (223 milioni di euro), ad alcuni software e piattaforme di sviluppo a supporto dei business di Enel X (62 milioni di euro) e ad adeguamenti di valore di attività legate al business della mobilità elettrica (56 milioni di euro) principalmente negli Stati Uniti e Italia.

L'incremento di 732 milioni di euro delle altre attività/(passività) non correnti nette è riconducibile principalmente alla riduzione dei debiti per tax partnership a lungo termine.



Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto è dettagliato, in quanto a composizione e variazioni, nel seguente prospetto.

Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023	2024-2023	
Indebitamento a lungo termine:				
- finanziamenti bancari	14.755	14.500	255	1,8%
- obbligazioni	42.282	43.579	(1.297)	-3,0%
- debiti verso altri finanziatori[1]	3.027	3.014	13	0,4%
Indebitamento a lungo termine	*60.064*	*61.093*	*(1.029)*	*-1,7%*
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(2.676)	(3.837)	1.161	30,3%
Indebitamento netto a lungo termine	**57.388**	**57.256**	**132**	**0,2%**
Indebitamento a breve termine				
Finanziamenti bancari:				
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	1.742	1.992	(250)	-12,6%
- altri finanziamenti a breve verso banche	344	393	(49)	-12,5%
Indebitamento bancario a breve termine	*2.086*	*2.385*	*(299)*	*-12,5%*
Obbligazioni (quota a breve)	5.318	6.763	(1.445)	-21,4%
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	379	331	48	14,5%
Commercial paper	2.406	2.499	(93)	-3,7%
Cash collateral e altri finanziamenti per operatività su derivati	732	1.383	(651)	-47,1%
Altri debiti finanziari a breve termine[2]	177	495	(318)	-64,2%
Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine	*9.012*	*11.471*	*(2.459)*	*-21,4%*
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(2.174)	(1.007)	(1.167)	-
Crediti finanziari - cash collateral	(1.982)	(2.899)	917	31,6%
Altri crediti finanziari a breve termine	(374)	(161)	(213)	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti e titoli a breve termine	(8.189)	(6.882)	(1.307)	-19,0%
Disponibilità e crediti finanziari a breve	*(12.719)*	*(10.949)*	*(1.770)*	*-16,2%*
Indebitamento netto a breve termine	**(1.621)**	**2.907**	**(4.528)**	**-**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**55.767**	**60.163**	**(4.396)**	**-7,3%**
Indebitamento finanziario "Attività classificate come possedute per la vendita"	**61**	**888**	**(827)**	**-93,1%**

(1) Include gli "Altri debiti finanziari non correnti inclusi nell'indebitamento finanziario netto" ricompresi nella voce "Altre passività finanziarie non correnti" dello Stato patrimoniale.

(2) Include gli "Altri debiti finanziari correnti inclusi nell'indebitamento finanziario netto" ricompresi nelle "Altre passività finanziarie correnti" dello Stato patrimoniale.

L'**indebitamento finanziario netto**, al 31 dicembre 2024 pari a 55.767 milioni di euro (non inclusivo dell'indebitamento finanziario netto riferito alle attività classificate come possedute per la vendita per un ammontare complessivo pari a 61 milioni di euro), registra una diminuzione di 4.396 milioni di euro rispetto ai 60.163 milioni di euro del 31 dicembre 2023 (non inclusivo di 888 milioni di euro di indebitamento finanziario netto riferito alle attività possedute per la vendita). In particolare, i flussi di cassa generati dall'attività operativa (13.223 milioni di euro), gli effetti derivanti dalle nuove emissioni di obbligazioni ibride perpetue (592 milioni di euro al netto dei riacquisti) e gli impatti delle operazioni di cessione perfezionate nel corso del 2024 (7.664 milioni di euro) sono stati in parte compensati dal fabbisogno finanziario connesso agli investimenti del periodo (9.875 milioni di euro al netto dei contributi in conto impianti ricevuti per 1.135 milioni di euro), al pagamento di dividendi (5.372 milioni di euro inclusivi di 246 milioni di euro di coupon corrisposti ai titolari di obbligazioni ibride perpetue) e all'effetto negativo dell'andamento dei cambio sul debito.

Al 31 dicembre 2024 l'**indebitamento finanziario lordo** è pari a 71.162 milioni di euro, in diminuzione di 3.787 milioni di euro rispetto all'anno precedente.

Indebitamento finanziario lordo

	al 31.12.2024			al 31.12.2023		
Milioni di euro	Indebitamento lordo a lungo termine	Indebitamento lordo a breve termine	Indebitamento lordo	Indebitamento lordo a lungo termine	Indebitamento lordo a breve termine	Indebitamento lordo
Indebitamento finanziario lordo	67.503	3.659	71.162	70.179	4.770	74.949
di cui:						
- finanziamenti sostenibili	*45.650*	*2.549*	*48.199*	*45.147*	*2.663*	*47.810*
Finanziamenti sostenibili/ Totale indebitamento lordo (%)			68%			64%

Più specificamente, l'**indebitamento finanziario lordo a lungo termine** (inclusa la quota a breve termine) è pari a 67.503 milioni di euro, di cui 45.650 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili (68%), e risulta costituito da:

- obbligazioni per 47.600 milioni di euro, di cui 30.760 milioni di euro relativi a obbligazioni sostenibili, in diminuzione di 2.742 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2023 per effetto dei rimborsi effettuati nel corso dell'anno che hanno più che compensato le variazioni negative di cambio e le seguenti nuove emissioni:
  - un Sustainability-Linked Bond multitranche emesso da Enel Finance International per un valore totale di 1.750 milioni di euro nel mese di gennaio 2024;
  - un Sustainability-Linked Bond multitranche emesso da Enel Finance International per un valore totale di 2.000 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 1.931 milioni di euro al 31 dicembre 2024) nel mese di giugno 2024;
- finanziamenti bancari pari a 16.497 milioni di euro, di cui 14.890 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili, in aumento di 5 milioni di euro rispetto all'anno precedente;
- debiti verso altri finanziatori pari a 3.406 milioni di euro, in aumento di 61 milioni di euro rispetto all'anno precedente.

L'**indebitamento finanziario lordo a breve termine**, che evidenzia un decremento di 1.111 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2023, è pari a 3.659 milioni di euro ed è costituito da commercial paper, tutte legate a obiettivi di sostenibilità, pari a 2.406 milioni di euro, cash collateral pari a 732 milioni di euro, altri debiti finanziari a breve pari a 177 milioni di euro e altri finanziamenti a breve verso banche pari a 344 milioni di euro.

Le **disponibilità e i crediti finanziari a breve e lungo termine**, pari a 15.395 milioni di euro, registrano un incremento di 609 milioni di euro rispetto a fine 2023 dovuto principalmente alle maggiori disponibilità liquide e mezzi equivalenti e titoli a breve e ai maggiori crediti finanziari a breve, pari rispettivamente a 1.307 milioni di euro e 213 milioni di euro, e in parte compensato dalla diminuzione dei crediti finanziari per cash collateral pari a 917 milioni di euro.

La finanza sostenibile secondo Enel

In Enel, la finanza sostenibile costituisce una leva chiave per creare valore economico e finanziario, e permette di raccogliere capitali, pubblici e privati, veicolandoli verso investimenti sostenibili e promuovendo così il raggiungimento dei relativi obiettivi di sviluppo.
Le nuove emissioni obbligazionarie sustainability-linked, unitamente a tutte le operazioni di finanza sostenibile strutturate, hanno consentito di raggiungere a fine 2024 un rapporto tra fonti di finanziamento sostenibili e debito lordo complessivo del Gruppo pari al 68%, con l'obiettivo di raggiungere circa il 75% nel 2027.
Grazie al contributo della finanza sostenibile, Enel ha accelerato la decarbonizzazione del proprio mix energetico, riducendo del 72,3% l'intensità di emissioni dirette, passata da 365 g/kWh nel 2017 – anno della prima emissione di Green Bond e riferimento per la certificazione SBTi – a 101 g/kWh nel 2024, a conferma dell'impegno di Enel nella transizione energetica, in linea con il pilastro della sostenibilità ambientale e finanziaria della strategia del Gruppo.

Finanza sustainability-linked

In linea con il "Sustainability-Linked Financing Framework" pubblicato da Enel sul proprio sito web[25], Enel emette e struttura strumenti finanziari legati al raggiungimento di predeterminati Sustainability Performance Targets (SPT). Enel ha emesso complessivamente circa 32.000 milioni di euro equivalenti di Sustainability-Linked Bond, dei quali 28.511 milioni di euro in essere al 31 dicembre 2024. Per maggiori dettagli relativi al Sustainability-linked Financing Report si rimanda alla sezione "Allegati - Sustainability-linked Financing Report".

Riepilogo su KPI e Sustainability Performance Targets (SPT)

	Valore consuntivato	Sustainability Performance Targets (SPT)					
KPI	**2024**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2030**	**2040**
KPI #1[1] Intensità delle emissioni di GES Scope 1 relative alla produzione di energia elettrica (gCO_{2eq}/kWh)	**101**	140	130	125	115	72	-
KPI #2 Intensità delle emissioni di GES Scope 1 e 3 relative all'Integrated Power (gCO_{2eq}/kWh)	**121**		135	135	125	73	-
KPI #3 Emissioni assolute di GES Scope 3 relative al Gas Retail ($MtCO_{2eq}$)[2]	**14,3**		18,8	18	16,5	10,3	-
KPI #4 Percentuale di capacità installata rinnovabile (%)	**69,90%**	69,00%	73,00%	74,00%	75,00%	80,00%	100,00%
KPI #5 Percentuale di Capex allineata alla tassonomia dell'UE (%)	**83,80%**		>80% (2023-2025)[3]	>80% (2024-2026)[4]	>80% (2025-2027)[5]		

(1) Precedente denominazione del KPI #1: "Direct Greenhouse Gas Emissions Amount (Scope 1)".
(2) Valori ricalcolati dovuti all'aggiornamento implementato nel 2024 per allineare i volumi di gas naturale venduti ai clienti finali secondo il potere calorifico corrispondente con il fattore IPCC utilizzato.
(3) SPT con periodo di osservazione cumulato 2023-2025.
(4) SPT con periodo di osservazione cumulato 2024-2026.
(5) SPT con periodo di osservazione cumulato 2025-2027.

Finanza con banche di sviluppo e agenzie di credito all'esportazione (ACE)

La finanza sostenibile si distingue per la sinergia fra capitale pubblico e privato. L'integrazione di queste due fonti di finanziamento permette di sviluppare soluzioni scalabili in grado di generare un valore economico significativo, soprattutto nei Paesi in via di sviluppo e nei mercati emergenti. Enel ha ottenuto nuove forme di finanziamento con banche di sviluppo e agenzie di credito all'esportazione (ACE) attraverso transazioni che ambiscono a mobilitare capitale privato per lo sviluppo sostenibile, il cui valore complessivo ammonta a circa 10.000 milioni di euro, di cui circa il 50% nella forma Sustainability-Linked. Più in particolare, nel corso del 2024 il Gruppo ha siglato prestiti di tale natura per un totale di circa 1.000 milioni di euro. Tra le principali operazioni si evidenzia il finanziamento General Corporate Purpose e Sustainability-Linked per complessivi 286 milioni di dollari statunitensi, firmato con una agenzia di credito all'esportazione in favore di Enel Chile.

25. Enel - Sustainability-Linked Financing Framework - 2025 Edition.

Finanza Green

Nel periodo 2017-2019, il Gruppo Enel ha emesso prestiti obbligazionari nella forma di Green Bond per un valore nozionale complessivo di 3.500 milioni di euro, dei quali 2.249 milioni di euro in essere al 31 dicembre 2024. Per maggiori dettagli relativi al Green Bond Report si rimanda alla sezione "Allegati - Green Bond Report 2024".

Flussi finanziari

Per maggiori dettagli sui flussi finanziari dell'anno si rimanda alla nota 44 del Bilancio consolidato.

Investimenti

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Generazione Termoelettrica e Trading	673	761	(88)	-11,6%
Enel Green Power	3.133	5.345	(2.212)	-41,4%
Enel Grids	5.868	5.280	588	11,1%
Mercati finali	971	1.138	(167)	-14,7%
Holding e Servizi	176	190	(14)	-7,4%
Totale[1]	**10.821**	**12.714**	**(1.893)**	**-14,9%**

(1) La voce non include 189 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (849 milioni di euro nel 2023).

In linea con gli accordi di Parigi in termini di riduzione delle emissioni di CO_2, gli investimenti del Gruppo si concentrano soprattutto nelle reti (5.868 milioni di euro, 54% del totale) e nelle energie rinnovabili (3.133 milioni di euro, 29% del totale), in linea con le assunzioni del Piano Strategico del Gruppo.
Gli investimenti sulle reti sono volti a garantire l'affidabilità e la qualità del servizio attraverso reti efficienti, resilienti e digitali e si incrementano di 588 milioni di euro, prevalentemente in Italia (446 milioni di euro), Argentina (76 milioni di euro), Brasile (54 milioni di euro), Colombia (32 milioni di euro) e Spagna (16 milioni di euro).
Per quanto riguarda le energie rinnovabili la diminuzione, principalmente riconducibile alla riallocazione e razionalizzazione degli investimenti, riguarda soprattutto le attività in Italia (709 milioni di euro), principalmente per il sostanziale completamento di alcuni progetti in sistemi di accumulo di energia a batteria (BESS), Brasile (536 milioni di euro), Spagna (359 milioni di euro), Cile (253 milioni di euro), Nord America (185 milioni di euro) e Colombia (134 milioni di euro).
Gli investimenti della Linea di Business Mercati finali diminuiscono di 167 milioni di euro e riguardano il business di Enel X prevalentemente in Italia, Brasile e Nord America, parzialmente compensati dai maggiori investimenti nel Retail in Italia e Spagna nell'attività di digitalizzazione dei processi operativi di gestione della clientela.
Gli investimenti nell'ambito della Generazione Termoelettrica e Trading diminuiscono per 88 milioni di euro soprattutto in Italia.

Risultati economici per Settore primario (Linea di Business) e secondario (Area Geografica)

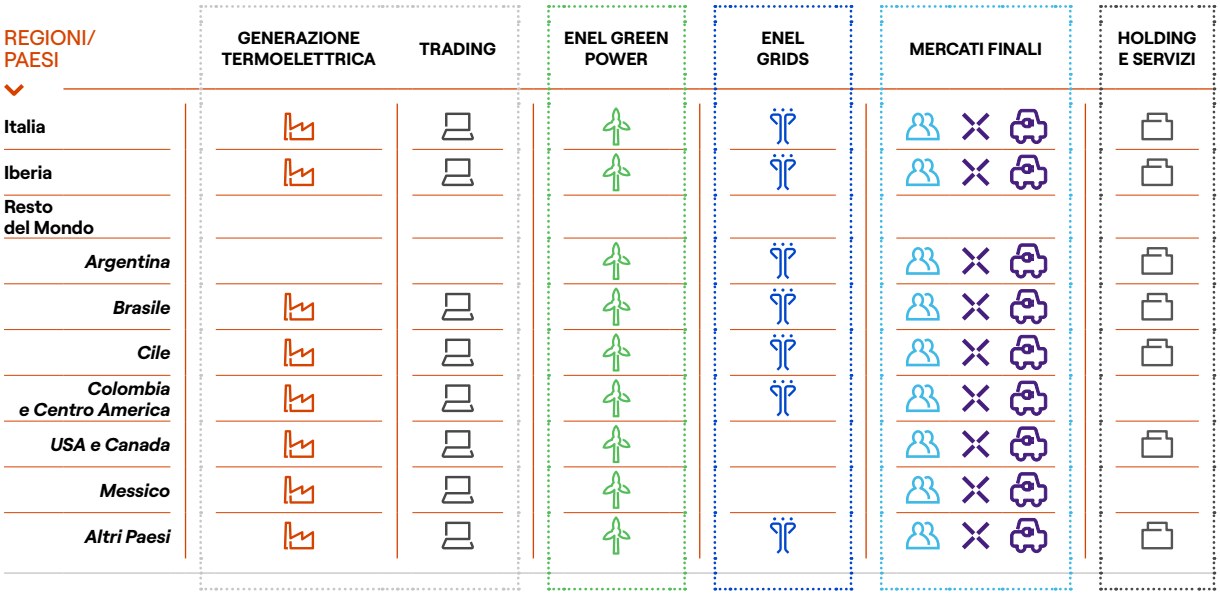
La rappresentazione dei risultati economici per Linea di Business è effettuata in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo nei due esercizi messi a confronto, tenuto conto del modello operativo adottato e descritto in precedenza.
In merito all'informativa per settore operativo si segnala che il management comunica al mercato i propri risultati a partire dai settori di business. Il Gruppo ha adottato quindi la seguente impostazione settoriale:

- Settore primario: Linea di Business;
- Settore secondario: Area Geografica.

La Linea di Business, quindi, risulta essere la discriminante principale e predominante nelle analisi svolte e nelle decisioni prese dal management del Gruppo, ed è pienamente coerente con la reportistica interna predisposta a tali fini dal momento che i risultati vengono misurati e valutati *in primis* per ciascuna Linea di Business e solo successivamente si declinano per Area Geografica.

A tale riguardo, si evidenzia che in linea con il processo di semplificazione organizzativa i dati per Settore secondario (Area Geografica) sono stati riesposti per tenere conto del perimetro di responsabilità e del conseguente sistema di monitoraggio delle performance associato all'area "Resto del Mondo" composta da Argentina, Brasile, Cile, Colombia e Centro America, Stati Uniti e Canada, Messico, Resto del Mondo - Altri Paesi.

Conseguentemente, i dati del 2023 sono stati riallocati e ripresentati coerentemente, ai soli fini comparativi.
Il modello organizzativo continua a essere basato su una struttura matriciale articolata in Linee di Business (Generazione Termoelettrica e Trading, Enel Green Power, Enel Grids, Mercati finali, Holding e Servizi) e Aree Geografiche (Italia, Iberia, Resto del Mondo, Central/Holding).
La seguente rappresentazione grafica schematizza quanto sopra riportato.



Risultati per Settore primario (Linea di Business) del 2024 e del 2023

Risultati 2024

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale reporting segment[1]	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	10.355	8.940	20.449	39.215	(12)	78.947	-	78.947
Ricavi e altri proventi intersettoriali	13.921	3.277	2.787	2.646	1.958	24.589	(24.589)	-
Totale ricavi	**24.276**	**12.217**	**23.236**	**41.861**	**1.946**	**103.536**	**(24.589)**	**78.947**
Risultati netti da contratti su commodity	1.673	(22)	-	(1.171)	(3)	477	-	477
Margine operativo lordo	**3.168**	**6.627**	**10.080**	**4.702**	**(511)**	**24.066**	**-**	**24.066**
Ammortamenti e impairment	848	2.113	3.085	2.270	256	8.572	-	8.572
Risultato operativo	**2.320**	**4.514**	**6.995**	**2.432**	**(767)**	**15.494**	**-**	**15.494**
Investimenti	**673[2]**	**3.133[3]**	**5.868[4]**	**971[5]**	**176**	**10.821**	**-**	**10.821**

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.
(2) Il dato non include 13 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(3) Il dato non include 100 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation" di cui 91 milioni di euro sono riferiti agli investimenti dei primi cinque mesi del 2024 effettuati dalla società 3SUN, da giugno 2024 però riclassificata nuovamente tra le attività e le passività "held-for-use" in quanto non ricorrono più le condizioni che avevano determinato la precedente classificazione ai sensi dell'IFRS 5.
(4) Il dato non include 62 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(5) Il dato non include 14 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Risultati 2023

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale reporting segment[1]	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	20.152	8.459	17.206	49.748	-	95.565	-	95.565
Ricavi e altri proventi intersettoriali	20.038	3.161	3.053	2.371	2.045	30.668	(30.668)	-
Totale ricavi	**40.190**	**11.620**	**20.259**	**52.119**	**2.045**	**126.233**	**(30.668)**	**95.565**
Risultati netti da contratti su commodity	(1.983)	(65)	-	(923)	5	(2.966)	-	(2.966)
Margine operativo lordo	**3.067**	**5.178**	**7.461**	**5.158**	**(609)**	**20.255**	**-**	**20.255**
Ammortamenti e impairment	887	3.136	3.035	2.116	249	9.423	-	9.423
Risultato operativo	**2.180**	**2.042**	**4.426**	**3.042**	**(858)**	**10.832**	**-**	**10.832**
Investimenti	**761[2]**	**5.345[3]**	**5.280[4]**	**1.138[5]**	**190[6]**	**12.714**	**-**	**12.714**

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.
(2) Il dato non include 14 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(3) Il dato non include 565 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(4) Il dato non include 233 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(5) Il dato non include 34 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(6) Il dato non include 3 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Nella tabella seguente è presentato il margine operativo lordo ordinario per i due periodi a confronto, per Linea di Business e per Area Geografica.
Si precisa che il margine operativo lordo ordinario non include le partite non ricorrenti; per l'eventuale riconciliazione con il margine operativo lordo si rimanda quindi al paragrafo relativo ai "Risultati economici del Gruppo".

Margine operativo lordo ordinario

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading			Enel Green Power			Enel Grids		
	2024	2023	2024-2023	2024	2023	2024-2023	2024	2023	2024-2023
Italia	**1.732**	**2.718**	**(986)**	**2.266**	**555**	**1.711**	**4.023**	**3.589**	**434**
Iberia	**1.491**	**739**	**752**	**999**	**826**	**173**	**1.820**	**1.668**	**152**
Resto del Mondo	**19**	**113**	**(94)**	**4.018**	**4.213**	**(195)**	**2.030**	**2.598**	**(568)**
Argentina	-	5	(5)	18	19	(1)	(1)	(54)	53
Brasile	1	(16)	17	579	549	30	1.308	1.496	(188)
Cile	(41)	50	(91)	1.269	983	286	63	102	(39)
Colombia e Centro America	(16)	(26)	10	685	848	(163)	565	517	48
Colombia	*(14)*	*(23)*	*9*	*522*	*743*	*(221)*	*565*	*517*	*48*
Costa Rica	-	-	-	*14*	-	*14*	-	-	-
Guatemala	*(1)*	*(2)*	*1*	*36*	*35*	*1*	-	-	-
Panama	*(1)*	*(1)*	-	*113*	*70*	*43*	-	-	-
Stati Uniti e Canada	(9)	(60)	51	1.205	749	456	-	-	-
Messico	5	3	2	92	40	52	-	-	-
Resto del Mondo - Altri Paesi	79	157	(78)	170	1.025	(855)	95	537	(442)
Perù	*79*	*153*	*(74)*	*96*	*224*	*(128)*	*95*	*223*	*(128)*
Europa e Africa	-	*4*	*(4)*	*72*	*691*	*(619)*	-	*314*	*(314)*
Asia e Oceania	-	-	-	*2*	*110*	*(108)*	-	-	-
Altri Paesi	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altro	**3**	**24**	**(21)**	**(15)**	**(26)**	**11**	**(1)**	**(4)**	**3**
Totale	**3.245**	**3.594**	**(349)**	**7.268**	**5.568**	**1.700**	**7.872**	**7.851**	**21**

Mercati finali			Holding e Servizi			Totale		
2024	2023	2024-2023	2024	2023	2024-2023	2024	2023	2024-2023
3.159	**4.039**	**(880)**	**61**	**56**	**5**	**11.241**	**10.957**	**284**
1.034	**780**	**254**	**(5)**	**39**	**(44)**	**5.339**	**4.052**	**1.287**
474	**460**	**14**	**(115)**	**(132)**	**17**	**6.426**	**7.252**	**(826)**
30	5	25	(1)	(5)	4	46	(30)	76
207	220	(13)	(34)	(37)	3	2.061	2.212	(151)
81	75	6	(78)	(89)	11	1.294	1.121	173
152	79	73	-	-	-	1.386	1.418	(32)
152	*79*	*73*	-	-	-	*1.225*	*1.316*	*(91)*
-	-	-	-	-	-	*14*	-	*14*
-	-	-	-	-	-	*35*	*33*	*2*
-	-	-	-	-	-	*112*	*69*	*43*
(31)	(15)	(16)	(1)	(2)	1	1.164	672	492
7	4	3	-	-	-	104	47	57
28	92	(64)	(1)	1	(2)	371	1.812	(1.441)
22	*45*	*(23)*	*(1)*	*(1)*	-	*291*	*644*	*(353)*
1	*50*	*(49)*	-	*2*	*(2)*	*73*	*1.061*	*(988)*
5	*(3)*	*8*	-	-	-	*7*	*107*	*(100)*
-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	**(4)**	**9**	**(197)**	**(282)**	**85**	**(205)**	**(292)**	**87**
4.672	**5.275**	**(603)**	**(256)**	**(319)**	**63**	**22.801**	**21.969**	**832**

Risultati economici per Settore primario (Linea di Business) e secondario (Area Geografica)



HIG GBL
VChain

Generazione Termoelettrica e Trading

24,3 GW

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA

-5,9% rispetto al 2023

58,5 TWh

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA

-77,9% da impianti a carbone rispetto al 2023

€ 3.245 milioni

MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO

€ 3.594 milioni nel 2023

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	2024	2023	2024-2023	
Impianti a carbone	2.377	10.755	(8.378)	-77,9%
Impianti a olio combustibile e turbogas	5.606	8.021	(2.415)	-30,1%
Impianti a ciclo combinato	26.410	36.705	(10.295)	-28,0%
Impianti nucleari	24.152	24.865	(713)	-2,9%
Totale produzione netta	**58.545**	**80.346**	**(21.801)**	**-27,1%**
- di cui Italia	*9.441*	*20.503*	*(11.062)*	*-54,0%*
- di cui Iberia	*41.988*	*46.052*	*(4.064)*	*-8,8%*
- di cui Resto del Mondo	*7.116*	*13.791*	*(6.675)*	*-48,4%*
- di cui Argentina	*-*	*1.710*	*(1.710)*	*-*
- di cui Cile	*4.900*	*6.198*	*(1.298)*	*-20,9%*
- di cui Colombia e Centro America	*962*	*709*	*253*	*35,7%*
- di cui Altri Paesi	*1.254*	*5.174*	*(3.920)*	*-75,8%*

L'energia da fonte termoelettrica prodotta nel 2024 registra un decremento di 21.801 milioni di kWh rispetto al valore registrato nel 2023.

Il decremento della generazione da impianti a carbone per 8.378 milioni di kWh è riconducibile principalmente all'Italia, che aveva fatto ricorso a tale tecnologia nei primi mesi del 2023 per l'applicazione delle misure poste in essere dal Governo italiano allo scopo di ridurre i consumi di gas.

Il decremento della generazione da impianti a ciclo combinato e da impianti a olio combustibile e turbogas, rispettivamente per 10.295 milioni di kWh e 2.415 milioni di kWh, risente degli effetti della cessione avvenuta nel corso del primo semestre 2023 delle società Enel Generación Costanera (1.069 milioni di kWh) e Central Dock Sud (640 milioni di kWh) in Argentina, e del diverso periodo di consolidamento di Enel Generación Perú, ceduta nel secondo trimestre 2024, la cui variazione di produzione è pari a 3.614 milioni di kWh.

Si segnala inoltre il minor ricorso a tali tecnologie in Italia (per 3.055 milioni di kWh), in Iberia (per 2.662 milioni di kWh) e in Cile (per 1.298 milioni di kWh).

Potenza efficiente netta installata

MW	al 31.12.2024	al 31.12.2023	2024-2023	
Impianti a carbone	4.627	4.627	-	-
Impianti a olio combustibile e turbogas	4.766	5.942	(1.176)	-19,8%
Impianti a ciclo combinato	11.622	11.983	(361)	-3,0%
Impianti nucleari	3.328	3.328	-	-
Totale	**24.343**	**25.880**	**(1.537)**	**-5,9%**
- di cui Italia	*10.501*	*11.145*	*(644)*	*-5,8%*
- di cui Iberia	*11.318*	*11.347*	*(29)*	*-0,3%*
- di cui Resto del Mondo	*2.524*	*3.388*	*(864)*	*-25,5%*
- di cui Cile	*1.979*	*1.978*	*1*	*0,1%*
- di cui Colombia e Centro America	*226*	*226*	-	-
- di cui Altri Paesi	*319*	*1.184*	*(865)*	*-73,1%*

La potenza efficiente netta installata relativa a centrali termoelettriche al 31 dicembre 2024 si è attestata a 24.343 MW, registrando un decremento di 1.537 MW principalmente a seguito della dismissione da parte di Enel Produzione di alcune sezioni delle centrali termoelettriche di Fusina, Termini Imerese, Porto Empedocle, Porto Ferraio e di Montalto di Castro, nonché in America Latina per la cessione di Enel Generación Perú.

Risultati economici

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Ricavi	24.276	40.190	(15.914)	-39,6%
Margine operativo lordo	3.168	3.067	101	3,3%
Margine operativo lordo ordinario	3.245	3.594	(349)	-9,7%
Risultato operativo	2.320	2.180	140	6,4%
Risultato operativo ordinario	2.397	2.812	(415)	-14,8%
Investimenti	673[1]	761[2]	(88)	-11,6%

(1) Il dato non include 13 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(2) Il dato non include 14 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici del 2024 suddivisi per Area Geografica.

Ricavi

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Italia	**13.775**	**26.178**	**(12.403)**	**-47,4%**
Iberia	**7.977**	**11.348**	**(3.371)**	**-29,7%**
Resto del Mondo	**2.497**	**2.809**	**(312)**	**-11,1%**
Argentina	1	7	(6)	-85,7%
Brasile	796	656	140	21,3%
Cile	990	1.335	(345)	-25,8%
Colombia e Centro America	353	317	36	11,4%
- di cui Colombia	*353*	*317*	*36*	*11,4%*
Stati Uniti e Canada	65	158	(93)	-58,9%
Messico	128	103	25	24,3%
Resto del Mondo - Altri Paesi	164	233	(69)	-29,6%
- di cui Perù	*164*	*233*	*(69)*	*-29,6%*
Altro	**76**	**82**	**(6)**	**-7,3%**
Elisioni e rettifiche	**(49)**	**(227)**	**178**	**78,4%**
Totale	**24.276**	**40.190**	**(15.914)**	**-39,6%**

I **ricavi** del 2024 sono pari a 24.276 milioni di euro, con un decremento di 15.914 milioni di euro rispetto al 2023. Tale riduzione si riferisce prevalentemente alla riduzione dei prezzi delle commodity energetiche combinata alle minori quantità di energia prodotte da fonte termoelettrica e di gas intermediate.

Margine operativo lordo ordinario

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Italia	**1.732**	**2.718**	**(986)**	**-36,3%**
Iberia	**1.491**	**739**	**752**	**-**
Resto del Mondo	**19**	**113**	**(94)**	**-83,2%**
Argentina	-	5	(5)	-
Brasile	1	(16)	17	-
Cile	(41)	50	(91)	-
Colombia e Centro America	(16)	(26)	10	38,5%
- di cui Colombia	*(14)*	*(23)*	*9*	*39,1%*
- di cui Guatemala	*(1)*	*(2)*	*1*	*50,0%*
- di cui Panama	*(1)*	*(1)*	-	-
Stati Uniti e Canada	(9)	(60)	51	85,0%
Messico	5	3	2	66,7%
Resto del Mondo - Altri Paesi	79	157	(78)	-49,7%
- di cui Perù	*79*	*153*	*(74)*	*-48,4%*
- di cui Europa e Africa	-	*4*	*(4)*	-
Altro	**3**	**24**	**(21)**	**-87,5%**
Totale	**3.245**	**3.594**	**(349)**	**-9,7%**

Il decremento del **margine operativo lordo ordinario**, pari a 349 milioni di euro, è da ricondurre prevalentemente alla minore produzione da fonte termoelettrica, generalizzata in tutte le geografie in un regime di prezzi medi decrescenti, e alla rilevazione in Spagna, nel quarto trimestre 2023, di un onere, pari a 515 milioni di euro, connesso alla chiusura del lodo arbitrale sulla revisione di prezzo su un contratto di fornitura di gas di Endesa.

La riduzione risente inoltre degli effetti, complessivamente pari a circa 68 milioni di euro, della variazione del perimetro di consolidamento legata principalmente alle cessioni di Enel Generación Costanera e Central Dock Sud in Argentina e di Enel Generación Perú.

Il **margine operativo lordo** è pari a 3.168 milioni di euro (3.067 milioni di euro nel 2023), in aumento di 101 milioni di euro rispetto al 2023. In particolare, tale variazione risente sia degli effetti connessi ai fenomeni di business sopra menzionati e alle variazioni di perimetro nei due esercizi a confronto, sia del diverso andamento delle componenti non ordinarie. Queste ultime sono complessivamente negative per 77 milioni di euro nel 2024 e negative per 527 milioni di euro nel 2023.

Nello specifico, le partite non ordinarie del 2024 riguardano i proventi connessi alla cessione delle attività di generazione in Perù (44 milioni di euro) e gli oneri per transizione energetica (121 milioni di euro) relativi principalmente agli accantonamenti in Italia per fondo *ex* art. 4 (legge 92/2012) e all'adeguamento del fondo connesso al piano AVS (*Acuerdo Voluntario de Salida*) in Spagna, mentre le partite non ordinarie del 2023 sono relative principalmente agli oneri connessi alla cessione di Enel Generación Costanera e Central Dock Sud in Argentina (349 milioni di euro) e agli oneri per transizione energetica (178 milioni di euro).

Risultato operativo ordinario

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Italia	**1.497**	**2.562**	**(1.065)**	**-41,6%**
Iberia	**942**	**217**	**725**	**-**
Resto del Mondo	**(45)**	**10**	**(55)**	**-**
Argentina	-	3	(3)	-
Brasile	-	(16)	16	-
Cile	(62)	16	(78)	-
Colombia e Centro America	(37)	(49)	12	24,5%
- di cui Colombia	*(28)*	*(40)*	*12*	*30,0%*
- di cui Guatemala	*(1)*	*(1)*	-	-
- di cui Panama	*(8)*	*(8)*	-	-
Stati Uniti e Canada	(14)	(71)	57	80,3%
Messico	5	1	4	-
Resto del Mondo - Altri Paesi	63	126	(63)	-50,0%
- di cui Perù	*63*	*122*	*(59)*	*-48,4%*
- di cui Europa e Africa	-	*4*	*(4)*	-
Altro	**3**	**23**	**(20)**	**-87,0%**
Totale	**2.397**	**2.812**	**(415)**	**-14,8%**

La riduzione del **risultato operativo ordinario** risente dei fenomeni commentati nel margine operativo lordo ordinario tenuto conto dei maggiori ammortamenti e perdite di valore per 66 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Il **risultato operativo** del 2024 è pari a 2.320 milioni di euro (2.180 milioni di euro nel 2023), con un incremento di 140 milioni di euro tenuto conto dei fenomeni già commentati nel margine operativo lordo e dei maggiori ammortamenti e adeguamenti di valore rispetto all'esercizio precedente.

Inoltre, il 2023 includeva adeguamenti di valore che avevano riguardato taluni progetti in Spagna per 91 milioni di euro.



Investimenti

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Italia	**269**	**394**	**(125)**	**-31,7%**
Iberia	**314**	**306**	**8**	**2,6%**
Resto del Mondo	**90**	**61**	**29**	**47,5%**
Brasile	-	1	(1)	-
Cile	76	39	37	94,9%
Colombia e Centro America	12	9	3	33,3%
Messico	1	3	(2)	-66,7%
Stati Uniti e Canada	1	1	-	-
Resto del Mondo - Altri Paesi	-	8	(8)	-
Totale	**673**[1]	**761**[2]	**(88)**	**-11,6%**

(1) Il dato non include 13 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(2) Il dato non include 14 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Gli **investimenti** del 2024 si riducono di 88 milioni di euro e riguardano principalmente la riconversione degli impianti nell'ambito dei progetti di transizione energetica.



HIG GBL
VChain

Enel Green Power

56,6 GW

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA

70% della potenza totale del Gruppo

133,3 TWh

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA

69,5% della produzione netta di energia elettrica totale del Gruppo

€ 7.268 milioni

MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO

€ 5.568 milioni nel 2023

€ 3.133 milioni

INVESTIMENTI(1)

29% sul totale investimenti del Gruppo

(1) Il dato non include 100 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation", di cui 91 milioni di euro sono riferiti agli investimenti dei primi cinque mesi del 2024 effettuati dalla società 3SUN, da giugno 2024 però riclassificata nuovamente tra le attività e le passività "held-for-use" in quanto non ricorrono più le condizioni che avevano determinato la precedente classificazione ai sensi dell'IFRS 5.

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	2024	2023	2024-2023	
Idroelettrica	64.358	60.991	3.367	5,5%
Geotermoelettrica	5.500	6.001	(501)	-8,3%
Eolica	46.078	45.339	739	1,6%
Solare	17.356	14.613	2.743	18,8%
Altre fonti	36	42	(6)	-14,3%
Totale produzione netta	**133.328**	**126.986**	**6.342**	**5,0%**
- di cui Italia	*25.341*	*22.098*	*3.243*	*14,7%*
- di cui Iberia	*17.792*	*14.212*	*3.580*	*25,2%*
- di cui Resto del Mondo	*90.195*	*90.676*	*(481)*	*-0,5%*
- di cui Argentina	*2.990*	*2.750*	*240*	*8,7%*
- di cui Brasile	*20.740*	*17.625*	*3.115*	*17,7%*
- di cui Cile	*19.738*	*17.924*	*1.814*	*10,1%*
- di cui Colombia e Centro America	*15.672*	*17.442*	*(1.770)*	*-10,1%*
- di cui Stati Uniti e Canada	*25.252*	*23.553*	*1.699*	*7,2%*
- di cui Messico	*2.084*	*2.058*	*26*	*1,3%*
- di cui Altri Paesi	*3.719*	*9.324*	*(5.605)*	*-60,1%*

La produzione netta di energia elettrica nel 2024 registra un incremento rispetto al 2023 conseguente alla maggiore produzione da fonte idroelettrica, solare ed eolica.

La produzione da fonte idroelettrica evidenzia un forte aumento in conseguenza della maggiore idraulicità in Italia (+3.205 milioni di kWh), in Spagna (+2.577 milioni di kWh), in Cile (+1.481 milioni di kWh), in Brasile (+766 milioni di kWh) e in Argentina (+240 milioni di kWh), in parte compensato dalla minore produzione in Colombia e Centro America (-2.594 milioni di kWh) e in Perù (-2.326 milioni di kWh), quest'ultima a seguito della cessione delle at-

tività di generazione avvenuta nel corso del primo semestre 2024.

La produzione da fonte solare registra un incremento prevalentemente negli Stati Uniti (+1.333 milioni di kWh), in Spagna (+1.021 milioni di kWh), Colombia (+779 milioni di kWh), Italia (+230 milioni di kWh) e Brasile (+190 milioni di kWh), in parte compensato dalle minori produzioni registrate a seguito delle variazioni di perimetro che hanno riguardato l'Europa, il Perù e l'Australia (-912 milioni di kWh). Le variazioni più rilevanti da fonte eolica si registrano in Brasile (+2.159 milioni di kWh), negli Stati Uniti (+560 milioni di kWh), in Cile (+366 milioni di MWh) e Canada (+121 milioni di kWh), in parte compensate dalla minore produzione rilevata in Italia (-116 milioni di kWh) e per il deconsolidamento di alcune società in India (-201 milioni di kWh), Europa (-1.905 milioni di kWh) e Perù (-244 milioni di kWh).

Potenza efficiente netta installata

MW	al 31.12.2024	al 31.12.2023	2024-2023	
Idroelettrica	27.697	28.340	(643)	-2,3%
Geotermoelettrica	860	931	(71)	-7,6%
Eolica	15.739	15.853	(114)	-0,7%
Solare	12.306	10.407	1.899	18,2%
Altre fonti	6	6	-	-
Totale potenza efficiente netta	**56.608**	**55.537**	**1.071**	**1,9%**
- di cui Italia	*15.081*	*14.885*	*196*	*1,3%*
- di cui Iberia	*10.131*	*9.899*	*232*	*2,3%*
- di cui Resto del Mondo	*31.396*	*30.753*	*643*	*2,1%*
- di cui Argentina	*1.328*	*1.329*	*(1)*	*-0,1%*
- di cui Brasile	*6.622*	*5.968*	*654*	*11,0%*
- di cui Cile	*6.701*	*6.466*	*235*	*3,6%*
- di cui Colombia e Centro America	*4.684*	*4.518*	*166*	*3,7%*
- di cui Stati Uniti e Canada	*10.164*	*9.171*	*993*	*10,8%*
- di cui Messico	*1.164*	*1.164*	*-*	*-*
- di cui Altri Paesi	*733*	*2.137*	*(1.404)*	*-65,7%*

L'incremento della potenza efficiente netta è dovuto principalmente alla costruzione di nuovi impianti solari negli Stati Uniti, in Brasile, in Iberia e in Italia, compensato soprattutto dalla minore potenza dell'idroelettrico, dovuta soprattutto alla cessione di attività in Perù, e degli impianti eolici e geotermoelettrici, questi ultimi oggetto di vendita in Nord America.

Risultati economici

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Ricavi	12.217	11.620	597	5,1%
Margine operativo lordo	6.627	5.178	1.449	28,0%
Margine operativo lordo ordinario	7.268	5.568	1.700	30,5%
Risultato operativo	4.514	2.042	2.472	-
Risultato operativo ordinario	5.534	3.815	1.719	45,1%
Investimenti	3.133[1]	5.345[2]	(2.212)	-41,4%

(1) Il dato non include 100 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation", di cui 91 milioni di euro sono riferiti agli investimenti dei primi cinque mesi del 2024 effettuati dalla società 3SUN, da giugno 2024 però riclassificata nuovamente tra le attività e le passività "held-for-use" in quanto non ricorrono più le condizioni che avevano determinato la precedente classificazione ai sensi dell'IFRS 5.

(2) Il dato non include 565 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici del 2024 suddivisi per Area Geografica.

Ricavi

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Italia	**4.104**	**3.248**	**856**	**26,4%**
Iberia	**1.420**	**1.217**	**203**	**16,7%**
Resto del Mondo	**6.682**	**7.127**	**(445)**	**-6,2%**
Argentina	45	28	17	60,7%
Brasile	946	846	100	11,8%
Cile	1.852	2.570	(718)	-27,9%
Colombia e Centro America	1.496	1.407	89	6,3%
- di cui Colombia	*1.179*	*1.108*	*71*	*6,4%*
- di cui Costa Rica	*20*	*17*	*3*	*17,6%*
- di cui Guatemala	*84*	*81*	*3*	*3,7%*
- di cui Panama	*213*	*201*	*12*	*6,0%*
Stati Uniti e Canada	1.803	1.378	425	30,8%
Messico	242	234	8	3,4%
Resto del Mondo - Altri Paesi	298	674	(376)	-55,8%
- di cui Perù	*160*	*258*	*(98)*	*-38,0%*
- di cui Europa e Africa	*124*	*268*	*(144)*	*-53,7%*
- di cui Asia e Oceania	*14*	*148*	*(134)*	*-90,5%*
Elisioni Resto del Mondo	-	(10)	10	-
Altro	**261**	**299**	**(38)**	**-12,7%**
Elisioni e rettifiche	**(250)**	**(271)**	**21**	**7,7%**
Totale	**12.217**	**11.620**	**597**	**5,1%**

L'incremento dei **ricavi** è riconducibile principalmente ai maggiori volumi di energia elettrica prodotti e venduti in Italia, Spagna e Brasile, e ai maggiori proventi realizzati tramite accordi di tax partnership (+451 milioni di euro) negli Stati Uniti riferibili essenzialmente ai nuovi impianti solari Estonian e Stampede, i cui effetti sono stati solo parzialmente compensati dai minori proventi (393 milioni di euro) da cessione di attività rilevati nel 2024 rispetto all'esercizio precedente. In particolare, i proventi del 2024 includono 65 milioni di euro derivanti dalle cessioni delle attività di generazione rinnovabile in Perù, mentre i ricavi del 2023 includevano i proventi (per complessivi 458 milioni di euro) relativi alla cessione di taluni impianti in Cile (progetto Arcadia per 195 milioni di euro) e, nell'ambito delle operazioni riconducibili al modello di business di Stewardship, alle cessioni delle attività nette in Australia (103 milioni di euro, di cui 24 milioni di euro per la plusvalenza e 79 milioni di euro per la rimisurazione al fair value) e delle attività nette in Grecia (per la sola quota della rimisurazione al fair value per 160 milioni di euro).

Margine operativo lordo ordinario

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Italia	**2.266**	**555**	**1.711**	**-**
Iberia	**999**	**826**	**173**	**20,9%**
Resto del Mondo	**4.018**	**4.213**	**(195)**	**-4,6%**
Argentina	18	19	(1)	-5,3%
Brasile	579	549	30	5,5%
Cile	1.269	983	286	29,1%
Colombia e Centro America	685	848	(163)	-19,2%
- di cui Colombia	*522*	*743*	*(221)*	*-29,7%*
- di cui Costa Rica	*14*	*-*	*14*	*-*
- di cui Guatemala	*36*	*35*	*1*	*2,9%*
- di cui Panama	*113*	*70*	*43*	*61,4%*
Stati Uniti e Canada	1.205	749	456	60,9%
Messico	92	40	52	-
Resto del Mondo - Altri Paesi	170	1.025	(855)	-83,4%
- di cui Perù	*96*	*224*	*(128)*	*-57,1%*
- di cui Europa e Africa	*72*	*691*	*(619)*	*-89,6%*
- di cui Asia e Oceania	*2*	*110*	*(108)*	*-98,2%*
Altro	**(15)**	**(26)**	**11**	**42,3%**
Totale	**7.268**	**5.568**	**1.700**	**30,5%**

L'incremento del **margine operativo lordo ordinario** del 2024 è principalmente riconducibile alla maggiore produzione di energia rinnovabile, in Italia (+1.711 milioni di euro), e in particolare da fonte idroelettrica e solare (+3,4 TW), alla rilevazione nel 2023 del clawback in Italia (357 milioni di euro) nonché ai proventi da accordi di tax partnership negli Stati Uniti (+451 milioni di euro). Tali effetti positivi sono solo parzialmente compensati dalla rilevazione nel 2024 di maggiori canoni fissi di derivazione dell'acqua in Italia, nonché dalla rilevazione nello scorso esercizio dei benefici connessi alle cessioni parziali con perdita di controllo delle attività in Stewardship in Australia (103 milioni di euro) e in Grecia (422 milioni di euro, di cui una plusvalenza di 262 milioni di euro e una rimisurazione al fair value pari a 160 milioni di euro).

Si segnala inoltre che la variazione del margine operativo lordo ordinario risente del diverso perimetro di consolidato connesso alle cessioni, effettuate nel 2023, delle attività in Australia, in Romania, in Grecia e in Cile (impianto solare Arcadia) e nel primo semestre 2024 di alcuni impianti geotermoelettrici negli Stati Uniti e delle attività detenute in Perù. L'impatto delle sopra citate variazioni di perimetro è di 961 milioni di euro.

Il **margine operativo lordo**, pari a 6.627 milioni di euro (5.178 nel 2023), si incrementa di 1.449 milioni di euro e include i fenomeni commentati nel margine ope-

rativo lordo ordinario nonché la rilevazione nel primo semestre 2024 del provento di 65 milioni di euro derivante dalla cessione delle attività della generazione rinnovabile in Perù. Tali impatti sono parzialmente compensati dagli effetti negativi per rilascio della riserva per operazioni di copertura cambio in Cile (607 milioni di euro) a seguito della variazione di moneta funzionale da pesos cileno a dollaro statunitense, dai costi legati all'implementazione da parte del management di specifici piani di ristrutturazione in Italia per transizione energetica (41 milioni di euro) e dagli oneri connessi ad adeguamenti di valore di alcuni progetti in via di sviluppo per 58 milioni di euro. Nel 2023 il margine operativo lordo risentiva dei proventi derivanti dalla cessione di taluni impianti in Cile (195 milioni di euro), della minusvalenza per la cessione dei motogeneratori di El Chocón in Argentina (14 milioni di euro), degli oneri connessi alla dismissione di talune attività negli Stati Uniti per 60 milioni di euro nonché della plusvalenza di 262 milioni di euro derivante dalla cessione delle attività in Grecia classificate nella voce relativa alle discontinued operation.



Risultato operativo ordinario

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Italia	**1.896**	**200**	**1.696**	**-**
Iberia	**686**	**519**	**167**	**32,2%**
Resto del Mondo	**2.985**	**3.171**	**(186)**	**-5,9%**
Argentina	12	16	(4)	-25,0%
Brasile	398	394	4	1,0%
Cile	1.054	783	271	34,6%
Colombia e Centro America	572	762	(190)	-24,9%
- di cui Colombia	*458*	*693*	*(235)*	*-33,9%*
- di cui Costa Rica	*7*	*(7)*	*14*	-
- di cui Guatemala	*14*	*24*	*(10)*	*-41,7%*
- di cui Panama	*93*	*52*	*41*	*78,8%*
Stati Uniti e Canada	771	308	463	-
Messico	54	14	40	-
Resto del Mondo - Altri Paesi	124	894	(770)	-86,1%
- di cui Perù	*85*	*190*	*(105)*	*-55,3%*
- di cui Europa e Africa	*42*	*605*	*(563)*	*-93,1%*
- di cui Asia e Oceania	*(3)*	*99*	*(102)*	-
Altro	**(33)**	**(75)**	**42**	**56,0%**
Totale	**5.534**	**3.815**	**1.719**	**45,1%**

Il **risultato operativo ordinario** del 2024, in aumento di 1.719 milioni di euro rispetto al 2023, è sostanzialmente in linea con la variazione positiva della gestione operativa ordinaria.

Il **risultato operativo** del 2024 pari a 4.514 milioni di euro (2.042 milioni di euro nel 2023), presenta una variazione positiva di 2.472 milioni di euro principalmente per gli stessi fenomeni citati nel margine operativo lordo nonché per i maggiori adeguamenti di valore rilevati nell'esercizio precedente (437 milioni di euro nel 2024 rispetto ai 1.465 milioni di euro nel 2023). In particolare, le svalutazioni effettuate nel 2024 sono relative a taluni progetti di energia rinnovabile in Spagna, Cile, Colombia, Stati Uniti, Brasile e Italia per complessivi 276 milioni di euro, e per la riduzione di valore di impianti eolici e fotovoltaici in Italia e Stati Uniti per 81 milioni di euro. Il risultato operativo del 2024 risente inoltre dell'adeguamento delle attività nette in India (22 milioni euro) al loro presumibile valore di realizzo, tenuto conto della riclassifica delle stesse come possedute per la vendita.

Nel corso del 2023 il risultato operativo includeva la svalutazione, a seguito di impairment test, di alcuni asset statunitensi (1.268 milioni di euro), effettuata per tener conto di un deterioramento dello scenario del mercato di riferimento che si è progressivamente consolidato nel corso del 2023 accompagnato da un generale peggioramento dello scenario macroeconomico, nonché dell'avvio e dell'implementazione da parte del management di specifici piani di ristrutturazione nel Paese. Addizionalmente era stato rilevato un adeguamento di valore parziale del progetto Windpeshi in Colombia (171 milioni di euro) al loro presumibile valore di realizzo poiché classificato come posseduto per la vendita. Tale ultimo progetto è stato oggetto di ulteriore svalutazione per 46 milioni di euro nel 2024 per tenere conto delle negoziazioni in corso nell'ambito del medesimo processo di vendita.

Investimenti

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Italia	**936**	**1.645**	**(709)**	**-43,1%**
Iberia	**423**	**782**	**(359)**	**-45,9%**
Resto del Mondo	**1.761**	**2.899**	**(1.138)**	**-39,3%**
Brasile	409	945	(536)	-56,7%
Cile	328	581	(253)	-43,5%
Colombia e Centro America	178	335	(157)	-46,9%
Messico	26	21	5	23,8%
Stati Uniti e Canada	817	1.002	(185)	-18,5%
Resto del Mondo - Altri Paesi	3	15	(12)	-80,0%
- di cui Perù	*-*	*5*	*(5)*	*-*
- di cui Europa e Africa	*1*	*3*	*(2)*	*-66,7%*
- di cui Asia e Oceania	*2*	*7*	*(5)*	*-71,4%*
Altro	**13**	**19**	**(6)**	**-31,6%**
Totale	**3.133**[1]	**5.345**[2]	**(2.212)**	**-41,4%**

(1) Il dato non include 100 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation". di cui 91 milioni sono riferiti agli investimenti dei primi cinque mesi del 2024 effettuati dalla società 3SUN, da giugno 2024 però riclassificata nuovamente tra le attività e le passività "held-for-use" in quanto non ricorrono più le condizioni che avevano determinato la precedente classificazione ai sensi dell'IFRS 5.

(2) Il dato non include 565 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Gli **investimenti** del 2024 registrano un decremento di 2.212 milioni di euro rispetto al valore rilevato nell'esercizio precedente. Nello specifico, tale variazione è attribuibile:

- a minori investimenti nei Paesi dell'area "Resto del Mondo", in particolare in impianti eolici e solari in Brasile e in impianti solari in Cile, Colombia e negli Stati Uniti per riflettere la strategia di razionalizzazione nell'allocazione degli investimenti;
- al sostanziale completamento di alcuni progetti in sistemi di accumulo di energia a batteria (BESS) in Italia;
- alla riduzione degli investimenti in impianti solari in Spagna.



HIG GBL
VChain

Enel Grids

481,2 TWh

ENERGIA TRASPORTATA SULLA RETE DI DISTRIBUZIONE ENEL

489,4 TWh nel 2023

€ 7.872 milioni

MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO

€ 7.851 milioni nel 2023

€ 5.868 milioni

INVESTIMENTI[1]

54,2% sul totale investimenti del Gruppo

(1) Il dato non include 62 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation" e relativi alle attività in Perù.

Dati operativi

Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica

Milioni di kWh	2024	2023	2024-2023	
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel	481.212	489.384	(8.172)	-1,7%
- di cui Italia	*217.363*	*214.059*	*3.304*	*1,5%*
- di cui Iberia[1]	*138.580*	*136.533*	*2.047*	*1,5%*
- di cui Resto del Mondo	*125.269*	*138.792*	*(13.523)*	*-9,7%*
- di cui Argentina	*17.551*	*18.060*	*(509)*	*-2,8%*
- di cui Brasile	*73.942*	*70.094*	*3.848*	*5,5%*
- di cui Cile	*14.648*	*14.249*	*399*	*2,8%*
- di cui Colombia e Centro America	*15.420*	*15.257*	*163*	*1,1%*
- di cui Altri Paesi	*3.708*	*21.132*	*(17.424)*	*-82,5%*
Utenti finali con smart meter attivi (n.)	45.181.536	45.172.959	8.577	-

(1) Il dato del 2023 ha subíto una rideterminazione.

Nel corso del 2024 si riscontra una riduzione dei volumi di energia elettrica trasportata sulla rete (-1,7%) principalmente per la cessione, avvenuta a ottobre 2023, di tutte le attività nette detenute dal Gruppo in Romania e per la cessione, avvenuta nel primo semestre 2024, delle attività di distribuzione possedute in Perù. Tali effetti sono stati compensati dalle maggiori quantità di energia vettoriata in Italia, Spagna e in America Latina, in particolare in Brasile, anche in ragione delle particolari condizioni climatiche registrate durante i primi mesi del 2024.

Frequenza media di interruzioni per cliente

	al 31.12.2024	al 31.12.2023	2024-2023	
SAIFI (n. medio)				
Italia	*1,8*	*1,7*	*0,1*	*5,9%*
Iberia	*1,0*	*1,2*	*(0,2)*	*-16,7%*
Argentina	*8,1*	*7,9*	*0,2*	*2,5%*
Brasile	*3,7*	*3,7*	-	-
Cile	*1,4*	*1,2*	*0,2*	*16,7%*
Colombia	*4,8*	*4,6*	*0,2*	*4,3%*
Perù	*1,6*	*2,7*	*(1,1)*	*-40,7%*

Durata media di interruzioni per cliente

	al 31.12.2024	al 31.12.2023[1]	2024-2023	
SAIDI (minuti medi)				
Italia	*48,0*	*45,7*	*2,3*	*5,0%*
Iberia	*55,6*	*62,9*	*(7,3)*	*-11,6%*
Argentina	*982,0*	*1.165,3*	*(183,3)*	*-15,7%*
Brasile	*461,7*	*465,0*	*(3,3)*	*-0,7%*
Cile	*178,3*	*120,7*	*57,6*	*47,7%*
Colombia	*394,9*	*351,9*	*43,0*	*12,2%*
Perù	*403,9*	*635,0*	*(231,1)*	*-36,4%*

(1) Il dato al 31 dicembre 2023 ha subíto una rideterminazione.

Come evidenziato nelle tabelle sopra riportate, il livello qualitativo del servizio non registra variazioni significative, a eccezione del miglioramento dell'indicatore SAIDI relativo alle interruzioni in Argentina che permane comunque elevato a causa di molteplici eventi meteo particolarmente avversi.

Perdite di rete

	al 31.12.2024	al 31.12.2023	2024-2023	
Perdite di rete (% media)				
Italia	*4,7*	*4,7*	*-*	*-*
Iberia	*6,4*	*6,8*	*(0,4)*	*-5,9%*
Argentina	*17,2*	*16,8*	*0,4*	*2,4%*
Brasile	*13,3*	*13,1*	*0,2*	*1,5%*
Cile	*-*	*5,3*	*(5,3)*	*-*
Colombia	*7,5*	*7,5*	*-*	*-*
Perù	*8,7*	*8,7*	*-*	*-*

Risultati economici

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Ricavi	23.236	20.259	2.977	14,7%
Margine operativo lordo	10.080	7.461	2.619	35,1%
Margine operativo lordo ordinario	7.872	7.851	21	0,3%
Risultato operativo	6.995	4.426	2.569	58,0%
Risultato operativo ordinario	4.787	4.743	44	0,9%
Investimenti	5.868[1]	5.280[2]	588	11,1%

(1) Il dato non include 62 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation" e riferibili alle attività in Perù fino al perfezionamento della cessione.

(2) Il dato non include 233 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation" riferibili alle attività in Romania e Perù.

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici del 2024 suddivisi per Area Geografica.

Ricavi

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Italia	**9.281**	**7.610**	**1.671**	**22,0%**
Iberia	**2.561**	**2.379**	**182**	**7,7%**
Resto del Mondo	**11.363**	**10.228**	**1.135**	**11,1%**
Argentina	1.301	560	741	-
Brasile	6.102	6.321	(219)	-3,5%
Cile	1.542	1.590	(48)	-3,0%
Colombia e Centro America	892	823	69	8,4%
- di cui Colombia	*892*	*823*	*69*	*8,4%*
Resto del Mondo - Altri Paesi	1.526	934	592	63,4%
- di cui Perù	*1.526*	*933*	*593*	*63,6%*
- di cui Europa e Africa	-	*1*	*(1)*	-
Altro	**365**	**402**	**(37)**	**-9,2%**
Elisioni e rettifiche	**(334)**	**(360)**	**26**	**7,2%**
Totale	**23.236**	**20.259**	**2.977**	**14,7%**

L'incremento dei **ricavi** risente delle maggiori quantità di energia distribuita e degli adeguamenti tariffari per il 2024 in Italia, come previsto dalla delibera dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) n. 630/2023 pubblicata a dicembre 2023, e del riconoscimento in Spagna degli incentivi sulla qualità del servizio relativi ad anni precedenti oltre che delle maggiori quantità di energia elettrica distribuita nel Paese. Tali variazioni positive sono state parzialmente compensate dalla riduzione dei ricavi in Brasile per la rilevazione, nel 2023, da parte di Enel CIEN del provento di fine concessione (99 milioni di euro) e per la revisione al ribasso delle tariffe, nonché dagli effetti del diverso periodo di consolidamento delle attività in Perù oggetto della citata cessione.

Si evidenzia che i ricavi del 2024 includono i proventi relativi alla cessione delle attività di distribuzione in Perù (1.135 milioni di euro) e delle attività di distribuzione di energia elettrica di alcuni comuni delle province di Milano e Brescia (989 milioni di euro) in Italia.

Margine operativo lordo ordinario

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Italia	**4.023**	**3.589**	**434**	**12,1%**
Iberia	**1.820**	**1.668**	**152**	**9,1%**
Resto del Mondo	**2.030**	**2.598**	**(568)**	**-21,9%**
Argentina	(1)	(54)	53	98,1%
Brasile	1.308	1.496	(188)	-12,6%
Cile	63	102	(39)	-38,2%
Colombia e Centro America	565	517	48	9,3%
- di cui Colombia	*565*	*517*	*48*	*9,3%*
Resto del Mondo - Altri Paesi	95	537	(442)	-82,3%
- di cui Perù	*95*	*223*	*(128)*	*-57,4%*
- di cui Europa e Africa	-	*314*	*(314)*	-
Altro	**(1)**	**(4)**	**3**	**75,0%**
Totale	**7.872**	**7.851**	**21**	**0,3%**

Il **margine operativo lordo ordinario** si incrementa di 21 milioni di euro. Tale variazione risente della diversa contribuzione ai risultati delle attività in Romania e Perù, oggetto di cessione rispettivamente nel quarto trimestre 2023 e nel secondo trimestre 2024, e della rilevazione nel 2023 dell'indennizzo di fine concessione ricevuto da Enel CIEN in Brasile. Se si escludono tali effetti, il margine operativo lordo ordinario delle attività di distribuzione aumenta per 575 milioni di euro in ragione sia degli adeguamenti tariffari citati in precedenza, sia del riconoscimento di incentivi sulla qualità del servizio relativo ad anni precedenti in Spagna.

Il **margine operativo lordo**, pari a 10.080 milioni di euro (7.461 milioni di euro nel 2023), si incrementa di 2.619 milioni di euro e risente prevalentemente, oltre che dei fenomeni sopra citati, della rilevazione dei proventi sia sulla cessione delle attività di distribuzione del Perù, pari a 1.135 milioni di euro, sia sulla cessione delle attività di distribuzione di energia elettrica in alcuni comuni situati nelle province di Milano e Brescia, pari a 989 milioni di euro.

Risultato operativo ordinario

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Italia	**2.570**	**2.139**	**431**	**20,1%**
Iberia	**1.043**	**872**	**171**	**19,6%**
Resto del Mondo	**1.177**	**1.738**	**(561)**	**-32,3%**
Argentina	(144)	(109)	(35)	-32,1%
Brasile	791	980	(189)	-19,3%
Cile	12	51	(39)	-76,5%
Colombia e Centro America	457	424	33	7,8%
- di cui Colombia	*457*	*424*	*33*	*7,8%*
Resto del Mondo - Altri Paesi	61	392	(331)	-84,4%
- di cui Perù	*61*	*150*	*(89)*	*-59,3%*
- di cui Europa e Africa	-	*242*	*(242)*	-
Altro	**(3)**	**(6)**	**3**	**50,0%**
Totale	**4.787**	**4.743**	**44**	**0,9%**

L'incremento del **risultato operativo ordinario** risente essenzialmente dei fenomeni commentati nel margine operativo lordo ordinario, tenuto conto dei minori ammortamenti e impairment rilevati nel corso del 2024, soprattutto in Spagna.

Il **risultato operativo** del 2024, pari a 6.995 milioni di euro (4.426 milioni di euro nel 2023), si incrementa di 2.569 milioni di euro essenzialmente per effetto del miglioramento dei risultati derivanti dalla gestione ordinaria e dei proventi da cessione sopra citati.

Investimenti

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Italia	**3.530**	**3.084**	**446**	**14,5%**
Iberia	**901**	**885**	**16**	**1,8%**
Resto del Mondo	**1.437**	**1.287**	**150**	**11,7%**
Argentina	179	103	76	73,8%
Brasile	868	814	54	6,6%
Cile	120	111	9	8,1%
Colombia e Centro America	270	238	32	13,4%
Resto del Mondo - Altri Paesi	-	21	(21)	-
- di cui Perù	-	*21*	*(21)*	-
Altro	**-**	**24**	**(24)**	**-**
Totale	**5.868**[1]	**5.280**[2]	**588**	**11,1%**

(1) Il dato non include 62 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation" e relativi alle attività in Perù fino al perfezionamento della cessione.

(2) Il dato non include 233 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation" e relativi alle attività in Perù e Romania.

Nel corso dell'anno, il Gruppo ha effettuato significativi investimenti nelle reti, a testimonianza del costante impegno nell'incrementare l'efficienza operativa e la resilienza delle infrastrutture.

Questi investimenti rappresentano una componente fondamentale della strategia di lungo termine, volta a garantire la continuità e l'affidabilità del servizio, nonché ad affrontare le sfide poste dall'evoluzione del mercato energetico e dal cambiamento climatico.

In particolare, gli **investimenti** nelle attività di distribuzione si incrementano di 588 milioni di euro, dei quali 446 milioni in Italia, in linea con le assunzioni del Piano. In valore assoluto, oltre all'Italia, si segnalano investimenti in Spagna e Brasile per 1.769 milioni di euro.


enel

HIG GBL
VChain

Mercati finali

273,5 TWh

ENERGIA ELETTRICA VENDUTA

300,9 TWh nel 2023

€ 4.672 milioni

MARGINE OPERATIVO LORDO ORDINARIO

€ 5.275 milioni nel 2023

55,5 milioni

CLIENTI RETAIL

di cui 23,7 milioni mercato libero

Dati operativi

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh	2024	2023	2024-2023	
Mercato libero	174.715	194.541	(19.826)	-10,2%
Mercato regolato	98.834	106.313	(7.479)	-7,0%
Totale	**273.549**	**300.854**	**(27.305)**	**-9,1%**
- di cui Italia	*73.746*	*87.239*	*(13.493)*	*-15,5%*
- di cui Iberia	*74.375*	*77.689*	*(3.314)*	*-4,3%*
- di cui Resto del Mondo	*125.428*	*135.926*	*(10.498)*	*-7,7%*
- di cui Argentina	*14.350*	*14.872*	*(522)*	*-3,5%*
- di cui Brasile	*66.679*	*63.404*	*3.275*	*5,2%*
- di cui Cile	*25.105*	*24.754*	*351*	*1,4%*
- di cui Colombia e Centro America	*14.459*	*14.059*	*400*	*2,8%*
- di cui Altri Paesi	*4.835*	*18.837*	*(14.002)*	*-74,3%*

I minori volumi di energia elettrica venduta nel 2024, rispetto all'esercizio precedente, sono relativi sia al mercato regolato sia al mercato libero. In particolare, con riferimento al mercato libero, la variazione è riferibile a entrambi i segmenti di clientela, "Business to Business" (B2B) e "Business to Consumer" (B2C) principalmente in Italia e Spagna. In aumento le vendite del mercato libero nei Paesi dell'America Latina. Nel mercato regolato la variazione negativa delle quantità vendute ha riguardato il segmento del B2B prevalentemente in Brasile, mentre in Italia la riduzione è dovuta al termine del mercato di Maggior Tutela a partire dal 1° luglio 2024[26]. La riduzione negli Altri Paesi si riferisce alla cessione delle attività in Romania e Perù.

26. A esclusione dei clienti "vulnerabili".

Vendite di gas naturale

Milioni di m^3	2024	2023	2024-2023	
Business to Consumer	3.116	3.502	(386)	-11,0%
Business to Business	3.938	4.822	(884)	-18,3%
Totale	**7.054**	**8.324**	**(1.270)**	**-15,3%**
- di cui Italia	*3.427*	*4.149*	*(722)*	*-17,4%*
- di cui Iberia	*3.372*	*3.802*	*(430)*	*-11,3%*
- di cui Resto del Mondo	*255*	*373*	*(118)*	*-31,6%*
- di cui Cile	*191*	*106*	*85*	*80,2%*
- di cui Colombia e Centro America	*64*	*79*	*(15)*	*-19,0%*
- di cui Altri Paesi	*-*	*188*	*(188)*	*-*

I minori volumi venduti di gas nel 2024 si registrano prevalentemente in Italia e in Spagna. Entrambi i segmenti di clientela, B2B e B2C, presentano minori volumi di vendita rispetto al 2023.

Demand response, storage e punti luce

	2024	2023	2024-2023	
Demand response (MW)	9.250	9.588	(338)	-3,5%
Punti luce (migliaia di unità)	2.908	3.259	(351)	-10,8%
Punti di ricarica pubblici (n.)[1]	27.494	24.281	3.213	13,2%
Storage (MW)	2.858	1.730	1.128	65,2%

(1) Si precisa che i dati esposti, nel caso includessero anche i punti di ricarica delle società gestite in joint venture, sarebbero pari a 28.809 al 31 dicembre 2024 e 25.337 al 31 dicembre 2023.

Nel 2024, le attività di demand response ammontano a 9.250 MW, registrando una diminuzione di 338 MW rispetto all'anno precedente, principalmente in Italia (-189 MW), Spagna (-104 MW) e Resto del Mondo (-45 MW).

La capacità di storage si attesta a 2.858 MW, con un incremento di 1.128 MW, dovuto principalmente all'installazione di nuove batterie negli impianti di energia elettrica con tecnologia BESS (+1.231 MW). L'aumento è concentrato soprattutto in Italia (+983 MW), Cile (+168 MW) e Nord America (+115 MW), parzialmente compensato dalla riduzione dello storage relativo ai meter.

Infine, i punti luce, legati all'implementazione di sistemi di illuminazione pubblica intelligente e ad alta efficienza energetica, risultano in calo, principalmente in Perù, a seguito della cessione delle attività. Tale riduzione è stata solo in parte compensata dall'incremento registrato in Brasile e Italia.

Risultati economici

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Ricavi	41.861	52.119	(10.258)	-19,7%
Margine operativo lordo	4.702	5.158	(456)	-8,8%
Margine operativo lordo ordinario	4.672	5.275	(603)	-11,4%
Risultato operativo	2.432	3.042	(610)	-20,1%
Risultato operativo ordinario	2.555	3.241	(686)	-21,2%
Investimenti	971[1]	1.138[2]	(167)	-14,7%

(1) Il dato non include 14 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(2) Il dato non include 34 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici del 2024 suddivisi per Area Geografica.

Ricavi

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Italia	**22.869**	**28.717**	**(5.848)**	**-20,4%**
Iberia	**16.467**	**20.747**	**(4.280)**	**-20,6%**
Resto del Mondo	**2.458**	**2.644**	**(186)**	**-7,0%**
Argentina	7	5	2	40,0%
Brasile	505	545	(40)	-7,3%
Cile	199	197	2	1,0%
Colombia e Centro America	1.145	1.040	105	10,1%
- di cui Colombia	*1.145*	*1.040*	*105*	*10,1%*
Stati Uniti e Canada	149	321	(172)	-53,6%
Messico	21	10	11	-
Resto del Mondo - Altri Paesi	438	530	(92)	-17,4%
- di cui Perù	*242*	*370*	*(128)*	*-34,6%*
- di cui Europa e Africa	*77*	*76*	*1*	*1,3%*
- di cui Asia e Oceania	*121*	*84*	*37*	*44,0%*
- di cui elisioni	*(2)*	-	*(2)*	-
Elisioni Resto del Mondo	(6)	(4)	(2)	-50,0%
Altro	**239**	**212**	**27**	**12,7%**
Elisioni e rettifiche	**(172)**	**(201)**	**29**	**14,4%**
Totale	**41.861**	**52.119**	**(10.258)**	**-19,7%**

I **ricavi** del 2024 registrano un decremento del 19,7%, prevalentemente a seguito sia delle minori quantità vendute di energia elettrica e gas, sia dei prezzi medi di vendita decrescenti, prevalentemente in Italia e Spagna, in linea con l'andamento rilevato nei mercati europei. Si rilevano inoltre minori ricavi in Enel X in Italia e nel Nord America e nella Mobility prevalentemente in Italia, Nord America, Spagna e Brasile.

Margine operativo lordo ordinario

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Italia	**3.159**	**4.039**	**(880)**	**-21,8%**
Iberia	**1.034**	**780**	**254**	**32,6%**
Resto del Mondo	**474**	**460**	**14**	**3,0%**
Argentina	30	5	25	-
Brasile	207	220	(13)	-5,9%
Cile	81	75	6	8,0%
Colombia e Centro America	152	79	73	92,4%
- di cui Colombia	*152*	*79*	*73*	*92,4%*
Stati Uniti e Canada	(31)	(15)	(16)	-
Messico	7	4	3	75,0%
Resto del Mondo - Altri Paesi	28	92	(64)	-69,6%
- di cui Perù	*22*	*45*	*(23)*	*-51,1%*
- di cui Europa e Africa	*1*	*50*	*(49)*	*-98,0%*
- di cui Asia e Oceania	*5*	*(3)*	*8*	-
Altro	**5**	**(4)**	**9**	**-**
Totale	**4.672**	**5.275**	**(603)**	**-11,4%**

Il **margine operativo lordo ordinario** del 2024 è pari a 4.672 milioni di euro, in diminuzione di 603 milioni di euro (-11,4%) rispetto al 2023. Tale riduzione è riferibile prevalentemente all'Italia per effetto della riduzione dei volumi di energia elettrica e gas venduti e delle attività di repricing ai clienti finali. Questo andamento è in linea con il mercato, caratterizzato da prezzi inferiori per l'energia elettrica e da una revisione delle condizioni contrattuali per il gas, compresi i conguagli relativi al 2023. Tale flessione è stata parzialmente compensata dai maggiori margini ottenuti sul mercato libero in Spagna, grazie alla riduzione dei costi di approvvigionamento, e dai migliori risultati conseguiti in America Latina, soprattutto in Colombia e Cile, connessi all'aumento delle vendite di energia elettrica.
Si segnala infine che la comparazione del margine operativo lordo ordinario risente del diverso perimetro di consolidato connesso alle cessioni effettuate nel 2023 delle attività in Romania e nel corso del 2024 delle attività detenute in Perù e di alcune società negli Stati Uniti. Al netto delle variazioni di perimetro la diminuzione del margine operativo lordo ordinario è di 503 milioni di euro.

Il **margine operativo lordo** risulta pari a 4.702 milioni di euro (5.158 milioni di euro nel 2023), in diminuzione di 456 milioni di euro, sostanzialmente riconducibile alla riduzione dei risultati ordinari parzialmente compensata dalla rilevazione nel 2024 dei proventi derivanti dalla cessione delle attività in Perù (103 milioni di euro), al netto degli oneri per transizione energetica e superamento del servizio di Maggior Tutela (per 51 milioni di euro), relativi al fondo *ex* art. 4 (legge n. 92/2012) e al fondo AVS (*Acuerdo Voluntario de Salida*) in Spagna, e alla rilevazione di alcuni oneri riferiti alle attività di Enel X Way in USA (20 milioni di euro). Nell'analogo periodo del 2023 il margine operativo lordo escludeva i risultati delle "discontinued operation" relative essenzialmente alle società di vendita rumene (59 milioni di euro) e gli oneri legati alla transizione energetica e digitalizzazione relativi all'adeguamento del fondo AVS in Spagna (58 milioni di euro).

Risultato operativo ordinario

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Italia	**1.953**	**2.987**	**(1.034)**	**-34,6%**
Iberia	**536**	**268**	**268**	**-**
Resto del Mondo	**122**	**74**	**48**	**64,9%**
Argentina	(12)	(5)	(7)	-
Brasile	14	10	4	40,0%
Cile	59	57	2	3,5%
Colombia e Centro America	104	44	60	-
- di cui Colombia	*104*	*44*	*60*	-
Stati Uniti e Canada	(61)	(57)	(4)	-7,0%
Messico	7	4	3	75,0%
Resto del Mondo - Altri Paesi	11	21	(10)	-47,6%
- di cui Perù	*14*	*26*	*(12)*	*-46,2%*
- di cui Europa e Africa	*(2)*	*4*	*(6)*	-
- di cui Asia e Oceania	*(1)*	*(9)*	*8*	*88,9%*
Altro	**(56)**	**(88)**	**32**	**36,4%**
Totale	**2.555**	**3.241**	**(686)**	**-21,2%**

La variazione del **risultato operativo ordinario** risente degli effetti commentati in precedenza per il margine operativo lordo ordinario tenuto conto dei maggiori ammortamenti (2.117 milioni di euro nel 2024 e 2.034 milioni di euro nel 2023), connessi essenzialmente alle attività immateriali relative ai costi per acquisizione della clientela prevalentemente in Spagna.

Il **risultato operativo** del 2024, pari a 2.432 milioni di euro (3.042 milioni di euro nel 2023), risente di quanto commentato nel margine operativo lordo e dei maggiori ammortamenti e adeguamenti di valore per 154 milioni di euro che includono le svalutazioni effettuate in Italia nel 2024 su piattaforme software e negli Stati Uniti nel corso del 2023.

Investimenti

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Italia	**549**	**566**	**(17)**	**-3,0%**
Iberia	**324**	**311**	**13**	**4,2%**
Resto del Mondo	**48**	**164**	**(116)**	**-70,7%**
Brasile	7	50	(43)	-86,0%
Cile	4	6	(2)	-33,3%
Colombia e Centro America	18	23	(5)	-21,7%
Messico	-	1	(1)	-
Stati Uniti e Canada	16	68	(52)	-76,5%
Resto del Mondo - Altri Paesi	3	16	(13)	-81,3%
- di cui Perù	-	*5*	*(5)*	-
- di cui Europa e Africa	-	*2*	*(2)*	-
- di cui Asia e Oceania	*3*	*9*	*(6)*	*-66,7%*
Altro	**50**	**97**	**(47)**	**-48,5%**
Totale	**971[1]**	**1.138[2]**	**(167)**	**-14,7%**

(1) Il dato non include 14 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(2) Il dato non include 34 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Gli **investimenti** della Linea di Business Mercati finali sono diminuiti di 167 milioni di euro e hanno riguardato il business di Enel X prevalentemente in Italia, Brasile e Stati Uniti, parzialmente compensati dai maggiori investimenti rilevati nel Retail in Italia e Spagna nell'attività di digitalizzazione dei processi operativi di gestione della clientela.


enel

Holding e Servizi

Risultati economici

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Ricavi	1.946	2.045	(99)	-4,8%
Margine operativo lordo	(511)	(609)	98	16,1%
Margine operativo lordo ordinario	(256)	(319)	63	19,7%
Risultato operativo	(767)	(858)	91	10,6%
Risultato operativo ordinario	(512)	(569)	57	10,0%
Investimenti	176	190[1]	(14)	-7,4%

(1) Il dato non include 3 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici del 2024 suddivisi per Area Geografica. In "Altro" sono riportati i risultati economici relativi alla Holding del Gruppo e alle altre società che svolgono servizi globali.

Ricavi

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Italia	**769**	**734**	**35**	**4,8%**
Iberia	**405**	**501**	**(96)**	**-19,2%**
Resto del Mondo	**(11)**	**-**	**(11)**	**-**
Brasile	1	2	(1)	-50,0%
Cile	(6)	8	(14)	-
Stati Uniti e Canada	1	1	-	-
Elisioni Resto del Mondo	(7)	(11)	4	36,4%
Altro	**988**	**1.028**	**(40)**	**-3,9%**
Elisioni e rettifiche	**(205)**	**(218)**	**13**	**6,0%**
Totale	**1.946**	**2.045**	**(99)**	**-4,8%**

I **ricavi** del 2024 si riducono di 99 milioni di euro rispetto a quelli del 2023. La variazione dei ricavi è riferita principalmente a minori servizi di supporto prestati in favore di altre società del Gruppo.

Margine operativo lordo ordinario

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Italia	**61**	**56**	**5**	**8,9%**
Iberia	**(5)**	**39**	**(44)**	**-**
Resto del Mondo	**(115)**	**(132)**	**17**	**12,9%**
Argentina	(1)	(5)	4	80,0%
Brasile	(34)	(37)	3	8,1%
Cile	(78)	(89)	11	12,4%
Stati Uniti e Canada	(1)	(2)	1	50,0%
Resto del Mondo - Altri Paesi	(1)	1	(2)	-
- di cui Perù	*(1)*	*(1)*	-	-
- di cui Europa e Africa	-	*2*	*(2)*	-
Altro	**(197)**	**(282)**	**85**	**30,1%**
Totale	**(256)**	**(319)**	**63**	**19,7%**

L'incremento del **margine operativo lordo ordinario** nel 2024 è riconducibile prevalentemente alla riduzione dei costi per servizi informatici, solo in parte compensati dai minori ricavi sopra commentati. Si segnala inoltre che nel 2023 si era ricorso a maggiori accantonamenti a fondi rischi e oneri stanziati da Enel Insurance (ora Enel Reinsurance) a seguito delle richieste connesse alle avverse condizioni climatiche.

Il **margine operativo lordo** si incrementa di 98 milioni di euro rispetto al 2023 per effetto del miglioramento dei margini della gestione ordinaria e include il contributo straordinario di solidarietà in Spagna, pari a 138 milioni di euro (208 milioni di euro nel 2023), e gli oneri per transizione energetica in Italia e Spagna, per complessivi 103 milioni di euro (81 milioni di euro nel 2023).

Risultato operativo ordinario

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Italia	**(6)**	**(12)**	**6**	**50,0%**
Iberia	**(45)**	**(5)**	**(40)**	**-**
Resto del Mondo	**(127)**	**(143)**	**16**	**11,2%**
Argentina	(1)	(5)	4	80,0%
Brasile	(40)	(42)	2	4,8%
Cile	(84)	(93)	9	9,7%
Stati Uniti e Canada	(1)	(2)	1	50,0%
Resto del Mondo - Altri Paesi	(1)	(1)	-	-
- di cui Perù	*(1)*	*(2)*	*1*	*50,0%*
- di cui Europa e Africa	*-*	*1*	*(1)*	*-*
Altro	**(334)**	**(409)**	**75**	**18,3%**
Totale	**(512)**	**(569)**	**57**	**10,0%**

Il **risultato operativo ordinario** del 2024 è sostanzialmente in linea con l'incremento del margine operativo lordo ordinario.

Il **risultato operativo** del 2024 risente di quanto già commentato nel margine operativo lordo e di più alti ammortamenti e impairment per 7 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Italia	**47**	**74**	**(27)**	**-36,5%**
Iberia	**17**	**21**	**(4)**	**-19,0%**
Resto del Mondo	**14**	**8**	**6**	**75,0%**
Brasile	2	1	1	-
Cile	12	7	5	71,4%
Altro	**98**	**87**	**11**	**12,6%**
Totale	**176**	**190**[1]	**(14)**	**-7,4%**

(1) Il dato non include 3 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Il decremento degli **investimenti** nel 2024 è riconducibile prevalentemente ai maggiori costi sostenuti nel 2023 per la ristrutturazione della sede principale del Gruppo in Italia.

Intangibles

Innovazione

67

progetti lanciati per testare nuove soluzioni

21

progetti di innovazione in fase di scale up nel business

€ 46,8 milioni

investimenti in innovazione tecnologica

Il modello di innovazione del Gruppo Enel si avvale di diversi strumenti per identificare nuove soluzioni alle sfide di business, che permettono di coinvolgere nel processo di innovazione un ecosistema esteso fatto di partner industriali, grandi aziende, piccole e medie imprese, centri di ricerca, università e imprenditori, startup.

Tra i canali principali ci sono la piattaforma di crowdsourcing www.openinnovability.enel.com per trovare soluzioni innovative e la rete globale di Innovation Hub, situati negli ecosistemi di innovazione più rilevanti per il Gruppo, come, per esempio, l'Europa e gli Stati Uniti, e che costituiscono la principale fonte di scouting di soluzioni innovative.

Enel mette a disposizione delle società con cui collabora competenze, strutture per la validazione tecnica ed economica di nuove soluzioni in ambiente industriale e una rete globale di partner per supportarne lo sviluppo e l'eventuale scale-up. Inoltre, tramite il co-sviluppo con i fornitori, il Gruppo mira a implementare, in maniera rapida ed efficace, soluzioni innovative a livello di sviluppo pre-commerciale e fa leva su competenze già esistenti e sulla customizzazione e trasferimento di soluzioni già impiegate in altri settori produttivi.

Il Gruppo Enel ha adottato lo standard ISO 56002 per la gestione dell'innovazione; lo standard copre tutti gli aspetti della gestione dell'innovazione, dalla nascita di un'idea alla sua implementazione su scala globale. Nel 2024 è proseguita la collaborazione con UNI, con l'emissione della prassi UNI/PdR 155 "Gestione dell'innovazione sostenibile – Linee guida per la gestione dei processi di innovazione sostenibile nelle imprese attraverso l'open innovation". Il documento, di carattere pre-normativo, si propone di essere un supporto pratico a tutte quelle organizzazioni che vogliono affrontare i cambiamenti organizzativi e produttivi necessari a realizzare al proprio interno un efficace processo di gestione dell'innovazione sostenibile.

Nel 2024 sono state lanciate alcune iniziative per promuovere la cultura dell'innovazione all'interno del Gruppo. Nello specifico si sono svolti cicli di webinar interni all'azienda con il coinvolgimento di centri di ricerca esterni e università. Sono state, inoltre, lanciate nuove community di innovazione su alcuni temi tecnologici rilevanti; si tratta di gruppi di lavoro informali ai quali i colleghi partecipano spontaneamente con l'obiettivo di condividere esperienze e conoscenze, proporre soluzioni, presidiare gli sviluppi interni e dell'ecosistema esterno.

Durante il 2024 il portafoglio progetti d'innovazione è stato semplificato e allineato costantemente sia agli indirizzi strategici sia alle priorità di business sulle varie aree, attraverso un attento processo di selezione e allocazione delle risorse sulle migliori iniziative sotto il profilo della generazione di valore, della sostenibilità, della scalabilità, focalizzandosi in particolare su sviluppo, digitalizzazione e resilienza delle reti, flessibilità, nuove tecnologie per la generazione rinnovabile e modelli per l'abilitazione di nuovi servizi, sistemi innovativi per storage energetico, soluzioni a supporto della safety, sviluppo di soluzioni digitali basate su intelligenza artificiale per migliorare l'efficienza operativa e la redditività, soluzioni per l'elettrificazione dei clienti, nuovi processi e strumenti per ingaggiare i clienti e modelli innovativi di offerta.

Nel corso del 2024, sono stati lanciati 67 Proof of Concept, per testare nuove soluzioni, mentre sono state 21 le soluzioni innovative prese in carico dal business per essere implementate su larga scala.

Intellectual property

Il portafoglio di proprietà intellettuale (anche definita di seguito come "IP") di Enel comprende un complesso di informazioni funzionali a una crescita sostenibile, generate all'interno di un ecosistema di innovazione aperta che trova negli istituti IP tutela e valorizzazione.

Nel 2024 Enel ha consolidato e ulteriormente efficientato i processi di gestione della generazione e dello sfruttamento dei diritti di proprietà intellettuale all'interno della procedura organizzativa Intellectual Property Management, che guarda al capitale umano come elemento essenziale nella creazione di IP e mira a incentivare la partecipazione dei dipendenti al processo inventivo, responsabilizzandoli sull'importanza strategica di tutti i trovati.
Parallelamente, Enel ha proseguito nel design dei processi di digitalizzazione della gestione dei diritti di proprietà intellettuale previsti dalle suddette procedure organizzative. L'utilizzo di strumenti digitali proprietari, in linea con le specifiche esigenze di Enel, consente la razionalizzazione dei titoli IP in base alle strategie di business, la reportistica e il monitoraggio costante sia dello status del portafoglio IP di tutto il Gruppo sia della codifica dei diritti di proprietà intellettuale che originano da invenzioni sviluppate all'interno dell'ecosistema innovativo di Enel, aumentando così la trasparenza delle procedure e l'affidabilità dei processi interni.

Al 31 dicembre 2024 il Gruppo è titolare di 503 brevetti per invenzione industriale, di cui 265 sono titoli concessi, appartenenti a 183 famiglie brevettuali, 17 modelli di utilità e 184 registrazioni di design.

Unitamente ai brevetti, ai modelli di utilità e ai design figurano tra i diritti IP anche copyright, diritti *sui generis* su banche dati e know-how.
Per quanto riguarda i marchi, il Gruppo è titolare di 1.831 registrazioni, di cui 1.709 già concesse.

Digitalizzazione

La trasformazione digitale rappresenta uno dei pilastri strategici per il raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale, sociale e di governance. Il digitale svolge infatti un ruolo centrale nella riduzione degli impatti ambientali e nella creazione di valore condiviso per tutti gli stakeholder.
La digitalizzazione consente di ottimizzare l'utilizzo delle risorse naturali, monitorare in tempo reale le emissioni di gas serra e implementare soluzioni per la gestione intelligente della distribuzione e dei consumi elettrici. Parallelamente, è uno strumento fondamentale per promuovere l'inclusione sociale, migliorando l'accessibilità ai servizi e supportando lo sviluppo delle competenze digitali nei territori in cui Enel opera.

Enel sta proseguendo nell'adozione di tecnologie digitali avanzate, come per esempio l'intelligenza artificiale, integrandole nei processi operativi e gestionali per incrementare efficienza, efficacia e resilienza, con impatti su tutta la catena del valore e sulle modalità di lavoro.

Enel si impegna per garantire che il processo di trasformazione digitale sia sostenibile per garantire un futuro equo e responsabile. Ciò significa adottare approcci etici nella progettazione delle tecnologie, investire in infrastrutture digitali sostenibili e promuovere un'economia circolare anche nell'ambito digitale. A tal fine Enel si impegna a integrare la sostenibilità in ogni fase del processo digitale, dalla progettazione all'implementazione, affinché ogni innovazione contribuisca attivamente alla lotta contro il cambiamento climatico e al miglioramento delle condizioni di vita delle comunità globali.

Cyber security

Nell'era della trasformazione digitale, la cyber security è fondamentale per garantire la normale operatività delle imprese, in un contesto caratterizzato da minacce informatiche sempre più sofisticate e da normative e regolamenti che impongono di adottare misure rigorose per garantire la sicurezza dei dati e delle infrastrutture informatiche (specialmente quelle critiche), con pesanti sanzioni pecuniarie e penali nei casi di inadempimento. In un simile scenario, la collaborazione tra il settore pubblico e privato diventa

fondamentale per contrastare le minacce informatiche e per rafforzare la protezione e la resilienza delle infrastrutture critiche nazionali. Per far fronte a tali sfide, è necessario adottare un approccio sistemico e proattivo, prevedendo la definizione di una strategia chiara e condivisa, l'identificazione e la valutazione continua dei rischi, l'implementazione di adeguate misure preventive e di risposta agli incidenti cyber, unitamente alla creazione di una cultura della sicurezza informatica.

Per presidiare e gestire il rischio cyber, Enel ha definito un modello operativo di Cyber Security, la cui responsabilità è affidata al Chief Information Security Officer (CISO) di Gruppo. Tale modello, prevedendo una sinergia con le unità aziendali, è atto a garantire la definizione della strategia cyber, il presidio e coordinamento della compliance normativa in materia, la progettazione di soluzioni di sicurezza per la protezione degli ambienti del Gruppo, il monitoraggio della "risk posture" mediante controlli tecnici e di processo, la prevenzione, gestione e risposta agli incidenti informatici. Il Cyber Security Committee, presieduto dall'Amministratore Delegato del Gruppo e composto dalle sue prime linee, approva la strategia globale di cyber security e ne monitora l'attuazione. In aggiunta, le iniziative implementate per la mitigazione del rischio informatico sono oggetto di costante approfondimento dei principali organi esecutivi e di controllo per tutte le Legal Entity e i Paesi di presenza del Gruppo.

Il Cyber Security Framework, adottato nel 2017, stabilisce i princípi e i processi operativi per la gestione della sicurezza informatica, trasversalmente applicabile agli ambienti IT (Information Technology), OT (Operational Technology) e IoT (Internet of Things). Un elemento chiave è il Cyber Emergency Readiness Team (CERT), attivo H24 7/7, per gestire e rispondere in modo proattivo agli incidenti informatici, attraverso sofisticati sistemi di monitoraggio e correlazione dei dati. Nel 2024, il CERT ha risposto a 31 incidenti informatici classificati con impatto potenzialmente medio-alto, nessuno con livello potenziale critico. In riferimento al numero degli eventi di sicurezza informatica registrati nel corso del 2024, di seguito si riportano i dettagli.

	2024
Numero totale di violazioni della sicurezza delle informazioni[27]	-
Numero totale di clienti, consumatori e dipendenti impattati dalle violazioni che hanno interessato il Gruppo[28]	-

Nei casi rilevati, al fine di consentire una risposta efficiente e rapida, così da minimizzare gli impatti su persone, servizi e asset, sono state attivate tutte le procedure operative definite a livello aziendale per la relativa gestione.

In linea con l'approccio integrato e olistico adottato dal Gruppo per la gestione del rischio cyber, sono implementate diverse iniziative che agiscono in tre ambiti fondamentali, ossia persone, processi e tecnologie, poiché ciascuno di essi svolge un ruolo cruciale nella protezione delle risorse aziendali.

In primo luogo, vengono promosse attività di sensibilizzazione e formazione continua, con contenuti anche obbligatori, per tutti i dipendenti del Gruppo, al fine di sviluppare una cultura della sicurezza informatica e aumentare la consapevolezza in merito alle minacce e agli attacchi che hanno come obiettivo il vettore umano. A livello di processi, vengono adottate politiche, procedure e linee guida dettagliate che definiscono le regole e i princípi della sicurezza informatica, unitamente ai controlli di sicurezza (allineati agli standard internazionali e alle best practice di settore) da progettare e applicare (per esempio, gestione e controllo accessi ai sistemi aziendali, analisi e gestione degli incidenti cyber).

Infine, vengono implementati strumenti e soluzioni tecnologiche avanzate, per garantire una protezione adeguata delle risorse aziendali contro le minacce informatiche, e vengono costantemente eseguiti controlli tecnici di sicurezza, anche con il supporto di fornitori esterni indipendenti opportunamente selezionati, in tutti gli ambienti del Gruppo (IT, OT e IoT) al fine di identificare eventuali vulnerabilità e mitigarne i rischi associati.

27. Il valore riferito alla numerosità del KPI "Numero totale di violazioni della sicurezza delle informazioni" è relativo agli incidenti cyber con livello potenziale critico (contemplando violazioni derivanti da incidenti "digitali").
28. Il valore riferito alla numerosità del KPI "Numero totale di clienti, consumatori e dipendenti impattati dalle violazioni che hanno interessato il Gruppo" si riferisce al numero di clienti, consumatori e dipendenti impattati dagli incidenti cyber con livello potenziale critico.

Il titolo Enel

Enel e i mercati finanziari

	2024	2023
Margine operativo lordo per azione (euro)	2,37	1,99
Risultato operativo per azione (euro)	1,52	1,07
Risultato netto del Gruppo per azione (euro)	0,69	0,34
Risultato netto del Gruppo ordinario per azione (euro)	0,70	0,64
Dividendo unitario (euro)	0,47	0,43
Patrimonio netto del Gruppo per azione (euro)	3,32	3,12
Prezzo massimo dell'anno (euro)	7,34	6,73
Prezzo minimo dell'anno (euro)	5,70	5,17
Prezzo medio del mese di dicembre (euro)	6,91	6,63
Capitalizzazione borsistica (milioni di euro)(1)	70.230	67.369
Numero di azioni al 31 dicembre (milioni)(2)	10.167	10.167

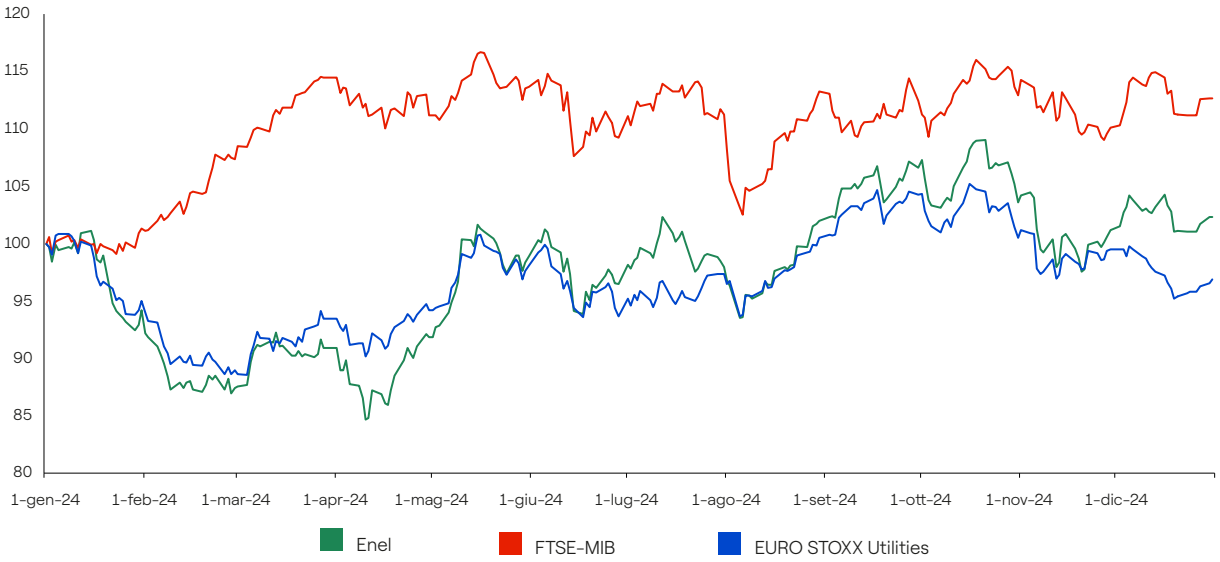
(1) Calcolata sul prezzo medio del mese di dicembre.
(2) Il numero di azioni include n. 12.079.670 azioni proprie nel 2024 e n. 9.262.330 azioni proprie nel 2023.

Rating		al 31.12.2024	al 31.12.2023
Standard & Poor's	Outlook	STABLE	STABLE
	M/L termine	BBB	BBB
	Breve termine	A-2	A-2
Moody's	Outlook	STABLE	NEGATIVE
	M/L termine	Baa1	Baa1
	Breve termine	-	-
Fitch	Outlook	STABLE	STABLE
	M/L termine	BBB+	BBB+
	Breve termine	F2	F2

I principali indici azionari europei – dopo un 2023 caratterizzato da un generale andamento positivo – hanno chiuso il 2024 in rialzo: FTSE-MIB +12,6%, Ibex35 +14,8%, DAX +18,8%. Fa eccezione il CAC40 (-2,2%). Il settore delle utility dell'area euro (EURO STOXX Utilities) ha chiuso l'esercizio con un decremento del 3,1%.

Infine, per quanto riguarda il titolo Enel, il 2024 si è concluso con una quotazione di euro 6,89 per azione, in lieve rialzo rispetto all'anno precedente (+2,3%), in controtendenza rispetto all'indice settoriale europeo.

ANDAMENTO TITOLO ENEL E INDICI EURO STOXX UTILITIES E FTSE-MIB, DAL 1° GENNAIO 2024 AL 31 DICEMBRE 2024



Fonte: Bloomberg.

Il 24 gennaio 2024 è stato liquidato un acconto sul dividendo pari a 0,215 euro relativo agli utili 2023 e il 24 luglio 2024 è stato pagato il saldo del dividendo per lo stesso esercizio per un importo sempre pari a 0,215 euro. L'ammontare totale dei dividendi distribuiti nel corso del 2024 è stato pari a 0,43 euro per azione, in aumento del 7,5% rispetto agli 0,40 euro distribuiti nel 2023.

In relazione all'utile netto ordinario relativo all'esercizio 2024, il 22 gennaio 2025 è stato pagato un acconto sul dividendo per un importo pari a 0,215 euro per azione, mentre il pagamento del saldo del dividendo è previsto il 23 luglio 2025.

Gli analisti e le agenzie di rating ESG monitorano continuamente, con diverse metodologie, la performance di Enel in termini di sostenibilità, in relazione ad aspetti ambientali, sociali e di governance. I rating ESG sono anche strumenti strategici per gli investitori (attivi e passivi), supportandoli nella valutazione di modelli di business sostenibili, nell'identificazione di rischi e opportunità legati alla sostenibilità e conseguentemente nello sviluppo di strategie di investimento sostenibili.

Enel è impegnata a gestire e riportare costantemente tutti gli aspetti ESG e considera le valutazioni delle agenzie di rating ESG un'importante opportunità, per migliorare la propria performance in termini di sostenibilità e individuare specifici piani di azione, coinvolgendo le diverse unità e Linee di Business del Gruppo.

Principali rating ESG

	RATING	RANKING	MEDIA SETTORE	SCALA (BASSO | ALTO)
MSCI	AA (Leadership band)	**Top 35%** utility	BBB	CCC | AAA
Sustainalytics ESG Risk Rating	**21,6** (Rischio medio)	**26/237** electric utility	31,8	100 | 0
S&P ESG Scores	78	**16/267** electric utility	37	0 | 100
CDP	**A** (climate) **A-** (water)	-	-	D- | A

Per ulteriori informazioni si invita a visitare il sito web istituzionale (https://www.enel.com/it.html) alla sezione Investitori, dove possono essere reperite sia informazioni di carattere economico-finanziario (bilanci, relazioni semestrali e trimestrali, presentazioni alla comunità finanziaria, stime degli analisti e andamento delle contrattazioni di Borsa concernenti le azioni emesse da Enel e dalle principali società controllate quotate, rating e outlook assegnati dalle agenzie di credito), sia dati e documenti aggiornati di interesse per la generalità degli azionisti e degli obbligazionisti (comunicati stampa price sensitive, titoli obbligazionari in circolazione, programmi di emissioni obbligazionarie, composizione degli organi sociali di Enel, Statuto sociale e regolamento delle Assemblee, informazioni e documenti relativi alle Assemblee, procedure e altri documenti in tema di corporate governance, Codice Etico e modello organizzativo e gestionale).

Sono anche disponibili punti di contatto specificatamente dedicati agli azionisti individuali (numero telefonico: +39-0683054000; indirizzo di posta elettronica: azionisti.retail@enel.com) e agli investitori istituzionali (numero telefonico: +39-0683057975; indirizzo di posta elettronica: investor.relations@enel.com).

Fatti di rilievo del 2024

Perfezionato l'accordo per la vendita a Ormat di un portafoglio geotermico e solare negli Stati Uniti

In data 4 gennaio 2024 il Gruppo Enel, tramite la controllata Enel Green Power North America (EGPNA), ha perfezionato la vendita di un portafoglio di asset rinnovabili negli Stati Uniti a fronte di un corrispettivo complessivo di 277 milioni di dollari statunitensi, pari a 253 milioni di euro. Gli asset venduti includono l'intero portafoglio geotermico di EGPNA oltre a diversi impianti solari, per una capacità complessiva pari a circa 150 MW.
L'operazione ha generato un impatto positivo sul risultato netto del Gruppo pari a 8 milioni di euro.
Si segnala che, al 31 dicembre 2023, le attività del perimetro in oggetto erano state già riclassificate tra le ''Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate'' ai sensi dell'IFRS 5 e che, nello specifico, a seguito della riclassifica, avvenuta al minore tra il fair value e il valore contabile delle stesse, era stato rilevato un adeguamento di valore negativo pari a 34 milioni di euro in termini di impatto sul risultato operativo.

Emesso un Sustainability-Linked Bond da 1,75 miliardi di euro in due tranche nel mercato Eurobond

In data 16 gennaio 2024 Enel Finance International NV, società finanziaria controllata da Enel SpA, ha lanciato sul mercato Eurobond un Sustainability-Linked Bond in due tranche rivolto agli investitori istituzionali per un totale di 1,75 miliardi di euro.
La nuova emissione prevede l'utilizzo di Key Performance Indicator di sostenibilità per ciascuna tranche, illustrati all'interno del "Sustainability-Linked Financing Framework" da ultimo aggiornato a gennaio 2024.
L'emissione è strutturata nelle seguenti due tranche:

- 750 milioni di euro a un tasso fisso del 3,375%, con data di regolamento fissata al 23 gennaio 2024 e scadenza al 23 luglio 2028;
- 1.000 milioni di euro a un tasso fisso del 3,875%, con data di regolamento fissata al 23 gennaio 2024 e scadenza al 23 gennaio 2035.

Emesso un prestito obbligazionario ibrido perpetuo da 900 milioni di euro con un coupon a 4,75%

In data 20 febbraio 2024 Enel SpA ha lanciato sul mercato europeo l'emissione di un prestito obbligazionario non convertibile, subordinato ibrido perpetuo con denominazione in euro, destinato a investitori istituzionali, per un ammontare complessivo pari a 900 milioni di euro. L'operazione ha rifinanziato il prestito obbligazionario ibrido perpetuo da 900 milioni di euro equity-accounted con prima call date a febbraio 2025 e cedola del 3,5%. Il prestito obbligazionario è senza scadenza fissa ed esigibile solo in caso di scioglimento o liquidazione della Società. Una cedola fissa annuale del 4,75% verrà corrisposta fino alla prima reset date (esclusa) del 27 maggio 2029, che corrisponde all'ultimo giorno per la prima optional redemption.

Finalizzato l'accordo con A2A relativo alla cessione delle attività di distribuzione elettrica in alcuni comuni della Lombardia

In data 9 marzo 2024 la controllata e-distribuzione SpA ha firmato un accordo con A2A SpA per la cessione a quest'ultima del 90% del capitale sociale di Duereti Srl, veicolo societario beneficiario del conferimento delle attività di distribuzione di energia elettrica in alcuni comuni situati nelle province di Milano e Brescia.
La cessione ha avuto efficacia a far data dal 31 dicembre 2024 a seguito del verificarsi delle condizioni sospensive previste dall'accordo firmato il 9 marzo scorso, tra le quali il rilascio dell'autorizzazione antitrust.
Il corrispettivo dell'operazione, definito sulla base di un enterprise value (riferito al 100%) di circa 1,35 miliardi di euro, è pari a circa 1,2 miliardi di euro.
La società e-distribuzione mantiene una partecipazione pari al 10% del capitale sociale di Duereti, funzionale alla fase di start-up della società, che è oggetto di un meccanismo di opzioni put e call, esercitabili dopo un anno dalla data di closing.
Il closing ha generato nel 2024 un effetto positivo sull'indebitamento finanziario netto consolidato del

Gruppo Enel pari a 1.229 milioni di euro e un impatto positivo sull'utile netto del Gruppo pari a 978 milioni di euro.

Centrale idroelettrica di Bargi

Il 9 aprile 2024 si è verificato un incidente presso la centrale idroelettrica di Bargi (provincia di Bologna) che ha coinvolto 14 persone, di cui 7 decedute. Enel Green Power Italia sta collaborando con le autorità competenti per la ricostruzione dell'evento, le cui cause sono in corso di accertamento da parte della Procura della Repubblica di Bologna, che ha avviato un procedimento contro ignoti.

Enel finalizza la cessione degli asset di generazione in Perù

In data 10 maggio 2024 Enel Perú SAC, controllata da Enel SpA tramite la società quotata cilena Enel Américas SA, ha perfezionato la cessione della totalità delle partecipazioni detenute nelle società di generazione elettrica Enel Generación Perú SAA e Compañía Energética Veracruz SAC a Niagara Energy SAC.
L'operazione è stata realizzata a seguito del verificarsi delle condizioni sospensive previste nell'accordo di compravendita, sottoscritto il 22 novembre 2023, tra cui l'approvazione da parte della competente autorità in materia di concorrenza in Perù.
La vendita, effettuata per un corrispettivo totale di 1.198 milioni di euro, ha generato un impatto positivo sull'utile netto del Gruppo di 9 milioni di euro.

Enel finalizza la cessione degli asset di distribuzione in Perù

In data 12 giugno 2024 Enel Perú SAC, controllata tramite Enel Américas SA, ha perfezionato la cessione della totalità delle partecipazioni detenute dalla stessa Enel Perú nella società di distribuzione e fornitura di energia elettrica Enel Distribución Perú SAA e nella società di servizi energetici avanzati Enel X Perú SAC a North Lima Power Grid Holding SAC, controllata da China Southern Power Grid International (HK) Co. Ltd.
L'operazione, effettuata per un corrispettivo totale di 2.880 milioni di euro, ha generato un impatto positivo sull'utile netto del Gruppo di 509 milioni di euro.

Enel colloca con successo un Sustainability-Linked Bond multi-tranche da 2 miliardi di dollari USA con un costo medio pari a circa il 4%, in linea con il costo di raccolta sul mercato europeo

In data 19 giugno 2024 Enel Finance International NV, società finanziaria controllata da Enel SpA, ha lanciato un Sustainability-Linked Bond multi-tranche rivolto agli investitori istituzionali nel mercato statunitense e in quelli internazionali per un importo complessivo di 2 miliardi di dollari statunitensi, equivalenti a circa 1,9 miliardi di euro.
L'emissione è legata al raggiungimento dell'obiettivo di sostenibilità di Enel legato alla riduzione dell'Intensità delle emissioni di GES Scope 1 relative alla produzione di energia elettrica, contribuendo all'Obiettivo di Sviluppo Sostenibile 13 delle Nazioni Unite ("Lotta contro il cambiamento climatico") e in conformità con il "Sustainability-Linked Financing Framework" del Gruppo.

Enel perfeziona la partnership con Sosteneo per lo sviluppo di sistemi di accumulo di energia attraverso l'utilizzo di batterie e di impianti a ciclo aperto, destinati ai servizi regolati di capacità

In data 26 giugno 2024 Enel Italia SpA ha perfezionato la cessione a Sosteneo Energy Transition 1, per 1.095 milioni di euro, della quota di minoranza pari al 49% del capitale sociale di Enel Libra Flexsys Srl, società costituita per la realizzazione e la gestione di un portafoglio di progetti destinati ai servizi regolati di capacità. Nello specifico:

- 23 progetti di stoccaggio di energia a batteria (Battery Energy Storage Systems, BESS) per una capacità totale pari a 1,7 GW;
- 3 progetti di rifacimento di impianti a gas a ciclo aperto (Open Cycle Gas Turbines, OCGT) per una capacità totale pari a 0,9 GW.

L'operazione ha generato una riduzione dell'indebitamento finanziario netto consolidato del Gruppo Enel pari a 1.095 milioni di euro nel 2024, mentre non ha avuto alcun impatto sui risultati economici del Gruppo in quanto Enel continua a mantenere il controllo di Enel Libra Flexsys Srl e, pertanto, a consolidarla integralmente.

Enel firma un accordo di partnership con Masdar per la gestione dei suoi impianti fotovoltaici già operativi in Spagna

In data 25 luglio 2024 Enel ha siglato un accordo con Masdar per la vendita di una partecipazione di minoranza, pari al 49,99% del capitale sociale, in Enel Green Power España Solar 1 SLU (EGPE Solar) per la gestione degli impianti fotovoltaici operativi in Spagna.
La cessione è stata perfezionata nel corso del quarto trimestre 2024 a seguito del verificarsi delle condizioni sospensive previste dall'accordo firmato il 25 luglio scorso, tra le quali il rilascio dell'autorizzazione del Governo spagnolo sugli investimenti esteri.
In linea con l'accordo Masdar ha pagato un corrispettivo di 849 milioni di euro per l'acquisizione del 49,99% del capitale sociale di EGPE Solar. L'enterprise value riferito al 100% di EGPE Solar è pari a circa 1,7 miliardi di euro. L'operazione ha generato una riduzione dell'indebitamento finanziario netto consolidato del Gruppo Enel pari a 849 milioni di euro nel 2024, mentre non ha avuto alcun impatto sui risultati economici del Gruppo in quanto Enel continua a mantenere il controllo di EGPE Solar e a consolidare integralmente la società.

Enel firma un accordo con Acciona per l'acquisizione di un portafoglio di impianti idroelettrici per 626 MW in Spagna

In data 15 novembre 2024 Endesa Generación (controllata tramite la società quotata spagnola Endesa) ha firmato un accordo con Corporación Acciona Energías Renovables, società appartenente al Gruppo Acciona, per l'acquisizione dell'intero capitale sociale di Corporación Acciona Hidráulica SL (CAH).
L'accordo prevede un corrispettivo pari a 1 miliardo di euro soggetto ad aggiustamenti usuali per questo tipo di operazioni. L'enterprise value riferito al 100% di CAH e riconosciuto nell'accordo è pari a 1 miliardo di euro.
Il portafoglio di impianti detenuto da CAH è composto da 34 centrali idroelettriche, localizzate nel nord-est della Spagna, per una capacità installata complessiva di 626 MW, la maggior parte modulabile, che nel 2023 hanno generato circa 1,3 TWh.
Il perfezionamento dell'operazione è avvenuto in data 26 febbraio 2025; per ulteriori informazioni si rimanda al paragrafo "Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio".

Esercizio da parte di Energetický a průmyslový holding (attraverso la controllata EP Slovakia BV) della early call option già prevista dal contratto del 2020 per l'acquisto della quota residua della partecipazione detenuta da Enel Produzione in Slovenské elektrárne

In data 18 dicembre 2024 la controllata Enel Produzione ed Energetický a průmyslový holding (EPH) hanno sottoscritto un accordo tramite il quale EPH, come previsto dalla early call option, acquisterà il 50% del capitale sociale attualmente detenuto da Enel Produzione in Slovak Power Holding BV, società titolare del 66% del capitale sociale di Slovenské elektrárne.
L'accordo disciplina l'acquisizione della citata partecipazione sulla base della early call option introdotta nel 2020 nell'ambito delle modifiche apportate al contratto originariamente sottoscritto tra Enel Produzione ed EPH in data 18 dicembre 2015 e oggetto di successive revisioni.

La cessione a EPH avviene in due fasi, la prima delle quali è stata perfezionata il 28 luglio 2016 con la cessione a EPH del 50% del capitale di Slovak Power Holding detenuto da Enel Produzione; il trasferimento del rimanente 50% del capitale di Slovak Power Holding è previsto al closing della seconda fase, previsto nella prima metà del 2025.
In base all'accordo, il corrispettivo complessivo per la vendita del 100% di Slovak Power Holding è pari a 150 milioni di euro, importo già versato da EPH a Enel Produzione in occasione del perfezionamento della prima fase dell'operazione.
Le parti hanno inoltre previsto nell'accordo che EPH garantisca che siano rimborsati, al più tardi al momento del closing, i finanziamenti erogati dal Gruppo Enel a favore di Slovenské elektrárne per un importo complessivo di 970 milioni di euro, oltre agli interessi maturati e non ancora pagati alla data di effettivo rimborso.

Il rimborso è avvenuto in data 30 gennaio 2025.
Dalla sottoscrizione dell'accordo decade inoltre qualsiasi ulteriore impegno finanziario ancora esistente in capo al Gruppo Enel nei confronti di Slovak Power Holding e di Slovenské elektrárne, tra cui anche l'indennizzo contrattuale in forza del quale Enel Produzione avrebbe sopportato, in quota parte, la passività derivante dai contenziosi relativi alla centrale di Gabčíkovo.



Aspetti normativi e tariffari

Il quadro regolamentare europeo

Electricity Market Design

Nel giugno 2024 è stata pubblicata la riforma del disegno del mercato elettrico nell'Unione (Electricity Market Design). La riforma in particolare modifica il relativo Regolamento 2019/943 (Electricty Regulation) e la Direttiva 2019/944 (Electricity Directive) stabilendo incentivi per l'adozione di contratti a lungo termine sui prezzi dell'energia elettrica, quali Power Purchase Agreement (PPA) e i contratti per differenza a due vie (two way CfD), nonché per la promozione di soluzioni di flessibilità non fossili, per una maggiore quota di fonti energetiche rinnovabili (decarbonizzazione), per la sicurezza dell'approvvigionamento energetico e per una maggiore flessibilità del sistema. Inoltre, riconosce un sistema di remunerazione ai distributori (DSO) che considera sia gli investimenti sia le spese operative e gli investimenti anticipati. Inoltre, garantisce che i clienti possano stipulare contratti a tempo determinato e a prezzo fisso e condividere l'energia (Energy Sharing Communities), mentre i fornitori sarebbero tenuti ad attuare adeguate strategie di copertura (hedging obligations). Prevede inoltre un regime di fornitore di ultima istanza in ciascuno Stato membro e la protezione dei clienti vulnerabili dalle disconnessioni dell'energia elettrica, oltre ad autorizzare ulteriori interventi pubblici nella fissazione dei prezzi dell'energia elettrica durante un'emergenza di crisi dei prezzi.

Pacchetto Gas e Idrogeno

Nel luglio 2024 è stato pubblicato un pacchetto di riforme che prevede una serie di misure e iniziative volte a promuovere l'uso di gas decarbonizzati, come l'idrogeno, all'interno dell'Unione Europea.

Efficientamento Edilizia

Nel maggio 2024 è stata pubblicata la revisione della direttiva sulla prestazione energetica nell'edilizia (Direttiva UE/2024/1275, c.d. "EPBD"). La direttiva punta a rendere più verde il parco immobiliare dell'UE in questo e nei prossimi decenni, al fine di raggiungere un parco decarbonizzato entro il 2050. Allo stesso tempo, introduce anche novità per aiutare a decarbonizzare i trasporti e aumentare le energie rinnovabili distribuite. Le nuove disposizioni includono obblighi rafforzati per lo sviluppo di infrastrutture di ricarica privata negli edifici, un obbligo progressivo d'introdurre tetti solari negli edifici nuovi ed esistenti, requisiti per aumentare l'efficienza e il rinnovo energetico degli edifici, un divieto ai sussidi per tecnologie basate sui combustibili fossili, e la promozione di edifici intelligenti e digitalizzati. L'elettrificazione svolgerà un ruolo fondamentale nell'attuazione di queste e altre disposizioni della direttiva. Gli Stati membri avranno ora due anni per recepire la direttiva negli ordinamenti nazionali e sviluppare i loro piani nazionali di ristrutturazione degli edifici.

Net-Zero Industry Act (NZIA)

Nel giugno 2024 è stato pubblicato il NZIA, la risposta dell'UE all'Inflation Reduction Act (IRA) degli Stati Uniti, per aumentare la competitività, supportando al contempo la doppia transizione. La legge stabilisce un chiaro quadro europeo per ridurre la dipendenza dell'UE dalle importazioni fortemente concentrate e mira a incrementare la produzione di tecnologie che sono fondamentali per raggiungere

la neutralità climatica, come pannelli solari, batterie ed elettrolizzatori, tra le altre, o componenti chiave di tali tecnologie, come celle fotovoltaiche o pale delle turbine eoliche, semplificando il quadro normativo per la produzione di queste tecnologie.

REMIT

Dal 7 maggio 2024 è entrata in vigore la riforma per il monitoraggio dei mercati dell'energia all'ingrosso e che vieta abusi come l'insider trading e la manipolazione del mercato. A causa dell'interazione sempre più stretta tra i mercati finanziari ed energetici, la nuova legislazione impone un quadro normativo allineato alla legislazione dei mercati finanziari. La direttiva prevede che tutte le informazioni privilegiate (con impatto sui prezzi) debbano essere rese pubbliche e amplia le condizioni di "informazioni privilegiate".

EMIR

Il 29 aprile 2024, è entrato in vigore il nuovo regolamento EMIR che introduce specifici adempimenti in capo alle controparti di un contratto derivato, con l'obiettivo di ridurre il rischio sistemico dei mercati derivati OTC (Over the Counter) e migliorarne la trasparenza. Tali adempimenti sono diversamente modulati a seconda della natura delle controparti: NFC, ossia le controparti non finanziarie (quali le società appartenenti al Gruppo Enel), o FC, le controparti finanziarie.

Mobilità

Sono stati pubblicati nel maggio 2024 la succitata EPBD, che stabilisce obiettivi di installazione per le infrastrutture di ricarica private, e il regolamento Euro 7 per la riduzione delle emissioni di gas di scarico inquinanti per i nuovi veicoli immatricolati.
Sempre nel giugno 2024 è stato pubblicato anche il nuovo regolamento per lo sviluppo della rete transeuropea dei trasporti (c.d. "TEN-T"). Il regolamento fornisce la mappatura delle autostrade e strade principali, dei porti, degli aeroporti e dei nodi urbani interessati dall'obbligo di installazione di infrastrutture di ricarica pubbliche per veicoli elettrici leggeri e pesanti, ai quali si applica il Regolamento sulle infrastrutture per i combustibili alternativi (c.d. "AFIR") pubblicato lo scorso anno.

Nuova disciplina aiuti di Stato

In data 4 aprile 2024, la Commissione Europea ha pubblicato i modelli aggiornati di linee guida sugli aiuti di Stato per assistere gli Stati membri nella progettazione di misure che saranno incluse nei loro piani nazionali di ripresa e resilienza (NRRP), in linea con le norme dell'UE sugli aiuti di Stato.
In data 9 aprile 2024, la Commissione Europea ha pubblicato lo Scoreboard aiuti di Stato che fornisce un panorama degli aiuti di Stato concessi dai vari Stati membri principalmente sotto GBER (Regolamento generale di esenzione per categoria) e TCTF (Quadro temporaneo per la crisi e la transizione).

In data 31 maggio 2024, la Commissione ha modificato gli orientamenti sugli aiuti di Stato a finalità regionale (RAG) per consentire agli Stati membri di concedere importi più elevati di aiuti regionali per progetti di investimento coperti dalla piattaforma Tecnologie strategiche per l'Europa (STEP). In particolare, l'intensità degli aiuti è aumentata fino a 10 punti percentuali nelle aree "a" (regioni *ex* art. 107, paragrafo 3, lettera a) del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (TFUE) e fino a 5 punti percentuali nelle aree "c" (regioni *ex* art. 107, paragrafo 3, lettera c) del TFUE. STEP mira a sostenere lo sviluppo e la produzione di tecnologie critiche rilevanti per le transizioni verde e digitale dell'UE, nonché per la sovranità strategica europea.

Sino al 6 settembre 2024, la Commissione ha avviato una consultazione pubblica per raccogliere contributi circa le ultime verifiche sull'applicazione della Convenzione di Aarhus, volta a garantire l'accesso pubblico

alle procedure giudiziarie per impugnare specifiche decisioni relative a misure di aiuti di Stato che presumibilmente violano la normativa ambientale europea.
La nuova Commissione Europea (2024-2029) si è impegnata a proporre una revisione del quadro della disciplina aiuti di Stato in linea con gli obiettivi della transizione energetica e della competitività europea (Clean Industrial Deal).

Casi aiuti di Stato

Nel corso del 2024 abbiamo continuato il monitoraggio dei fondi autorizzati dalla Commissione Europea per i Paesi rilevanti per il Gruppo.
Il 31 gennaio 2024, la Commissione ha approvato uno schema italiano da 550 milioni di euro per gli investimenti volti a sostituire metano e altri combustibili fossili con idrogeno rinnovabile, che può essere combinato con l'elettrificazione o con miglioramenti dell'efficienza energetica nei processi industriali.
L'8 marzo 2024, la Commissione ha approvato uno schema italiano da 1,1 miliardi di euro per sostenere gli investimenti per la produzione di attrezzature, componenti chiave e materie prime essenziali necessari per favorire la transizione verso un'economia a zero emissioni nette.
Il 14 maggio 2024, la Commissione ha approvato uno schema spagnolo da 120 milioni di euro per sostenere gli investimenti nelle Asturie per aziende che producono batterie, pannelli solari, turbine eoliche, pompe di calore, elettrolizzatori, apparecchiature per la cattura e lo stoccaggio del carbonio.
Il 4 giugno 2024, la Commissione ha approvato un regime italiano FER2 per sostenere 4.590 MW di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili innovative. La misura durerà fino al 31 dicembre 2028 e sarà finanziata con un contributo nelle bollette elettriche dei consumatori finali. Il costo è stimato a 1,85 miliardi di euro l'anno per l'intera durata del regime pari a 20 anni. Il regime sosterrà la costruzione di nuovi impianti di energia geotermica, eolica offshore, solare termodinamica, solare galleggiante, energia delle maree, del moto ondoso e altre energie marine, nonché biogas e biomassa. L'aumento atteso dell'offerta da fonti rinnovabili è stimato a 15 TWh.
Il 17 giugno 2024, la Commissione ha approvato il regime italiano "cold ironing" per incentivare gli operatori navali a collegarsi alle infrastrutture elettriche terrestri nei porti. Il budget è di 570 milioni di euro con durata fino al 31 dicembre 2033. L'aiuto sarà erogato sotto forma di riduzione degli oneri generali di sistema inclusi nel costo dell'energia elettrica, tra cui le rinnovabili.

Il 12 luglio 2024, la Commissione ha approvato un regime italiano da 400 milioni di euro per supportare la decarbonizzazione dei processi industriali con l'obiettivo di ridurre le emissioni di gas serra dei processi produttivi di almeno il 40% e/o ridurre il consumo energetico di almeno il 20% rispetto a oggi.
Il 26 luglio 2024, la Commissione ha approvato uno schema spagnolo da 1,2 miliardi di euro per gli investimenti nella produzione di idrogeno rinnovabile con una capacità installata di 100 MW. Sono inclusi la produzione di carburanti rinnovabili derivati dall'idrogeno, lo stoccaggio di idrogeno rinnovabile e la produzione di elettricità rinnovabile. Gli aiuti saranno concessi entro il 31 dicembre 2025.
L'8 agosto 2024, la Commissione ha approvato una modifica, con un aumento del budget di 785 milioni di euro, al regime italiano a sostegno degli investimenti in pannelli fotovoltaici nel settore agricolo. Il regime sostiene le imprese agricole, di allevamento e agroindustriali a investire nell'uso di rinnovabili.

Il 17 dicembre 2024, la Commissione ha approvato uno schema italiano da 9,7 miliardi di euro per promuovere la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. La misura sosterrà la costruzione di nuovi impianti di produzione di energia eolica onshore, solare fotovoltaica, idroelettrica e di gas di depurazione. L'aiuto sarà concesso entro il 31 dicembre 2025 e la capacità rinnovabile elettrica annunciata è pari a 17,65 GW.

Il 17 dicembre 2024, la Commissione ha approvato il regime FER X transitorio di supporto alle rinnovabili italiane (eolico onshore, fotovoltaico, idroelettrico e gas da reflui). Gli aiuti sono concessi sino al 31 dicembre 2025. La misura punta a sostenere 17,65 GW di nuova capacità, di cui 14,65 GW assegnati tramite procedure competitive basate sulla tecnologia, per impianti con potenza nominale >1 MW. I rimanenti 3 GW saranno direttamente accessibili (Registro) con capacità installata ≤1 MW. Il budget totale è di 9,7 miliardi di euro, con una previsione annuale di 490 milioni per 20 anni di euro. Il finanziamento è coperto dalla componente Asos delle tariffe elettriche pagate dai consumatori finali, gestita dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) e regolamentata dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA). Per il 2026-2028 dovrà essere negoziato con la Commissione il nuovo regime DM FER X definitivo.

Nel 2024 è continuato il nostro supporto alla valutazione degli aspetti aiuti di Stato dei progetti prioritari per il Gruppo nell'ambito del PNRR.

Il Governo spagnolo sta negoziando con la Commissione Europea il meccanismo di remunerazione della capacità spagnolo (CRM).

Il quadro regolamentare per area di attività

Generazione Termoelettrica e Trading

Italia

Produzione e mercato all'ingrosso

Nell'ambito del servizio di dispacciamento, alcuni impianti sono qualificati come essenziali per la sicurezza del sistema elettrico in base a criteri territoriali, tecnici e alla loro rilevanza per la risoluzione di specifiche criticità di rete da parte di Terna SpA. Tali impianti, soggetti a obblighi di disponibilità e vincoli di offerta sul mercato, ricevono una remunerazione definita annualmente dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA). La regolamentazione prevede tre principali regimi, disciplinati dalla delibera ARERA n. 111/2006 e successive modifiche:

- contratti alternativi (art. 65 *bis*): consentono il riconoscimento di un premio fisso legato alla capacità essenziale offerta sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) entro limiti di prezzo prefissati, con obblighi specifici sulle quantità da offrire e i prezzi massimi/minimi;
- regime ordinario (art. 64): garantisce il riconoscimento dei maggiori costi variabili per l'energia richiesta da Terna, mantenendo vincoli di offerta su MGP (Mercato del Giorno Prima) e MI (Mercato Infragiornaliero), con piena libertà di offerta al di fuori delle quantità identificate da Terna;
- regime di reintegro (art. 65): assicura il recupero dei costi fissi e variabili, compreso un margine di remunerazione sul capitale investito, al netto dei ricavi ottenuti. L'adesione a questo regime è soggetta a valutazione da parte di ARERA, che determina il valore del reintegro attraverso provvedimenti specifici.

Per il 2024, il tasso di remunerazione per gli impianti ammessi al regime di reintegro è stato fissato al 9,7%, come stabilito dalla delibera ARERA n. 481/2023/R/eel. Gli impianti ammessi a tale regime includono Sulcis, Portoferraio e Assemini, mentre Porto Empedocle è soggetto a un regime pluriennale fino al 2025. Inoltre, gli impianti ubicati sulle isole minori accedono automaticamente alla remunerazione dei costi per tutti gli anni in cui sono dichiarati essenziali. La restante capacità essenziale è stata contrattualizzata tramite contratti alternativi, conformemente all'art. 65 *bis* della delibera n. 111/2006.

Infine, il meccanismo del mercato della capacità (capacity market), introdotto dal decreto del Ministero della Transizione Ecologica del 28 ottobre 2021, regola l'assegnazione e la remunerazione della capacità produttiva. Enel si è aggiudicata, tramite l'asta del 2022, circa 10,4 GW di capacità esistente con consegna nel 2024 e 1,5 GW di nuova capacità, con contratti della durata di 15 anni (2024-2038).

La metodologia di calcolo dello strike price per il capacity market, inizialmente modificata da ARERA con la delibera n. 83/2022/R/eel per affrontare la volatilità dei mercati spot del gas naturale, è stata confermata per il 2024 dalla delibera n. 583/2023/R/eel.

Iberia

Il 4 luglio 2024 è stata pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) la Risoluzione della Segreteria di Stato per l'Energia che convoca la procedura di concorrenza competitiva per il rilascio della risoluzione favorevole di compatibilità ai fini del riconoscimento del regime retributivo aggiuntivo per i Sistemi Elettrici dei Territori Non Peninsulari (TNP). Questa procedura, prevista nel Regio Decreto 738/2015 del 31 luglio, mira a coprire le necessità di potenza di questi territori. La potenza oggetto della convocazione, derivata dai rapporti di copertura preparati dall'operatore del sistema, ammonta a un totale di 1.361 MW nel 2028. Il termine per la presentazione delle domande è scaduto il 5 ottobre 2024, e la Direzione Generale di Politica Energetica e Miniere ha sei

mesi per emettere la Risoluzione, che scade il 5 aprile 2025. Nell'ambito di questa procedura, il 23 dicembre 2024 il Ministero per la Transizione Ecologica e la Sfida Demografica (MITECO) ha approvato e pubblicato sul suo sito la Risoluzione che approva l'elenco definitivo delle domande ammesse ed escluse.
Precedentemente, il 10 maggio 2024, è stata pubblicata l'Ordinanza TED/430/2024 dell'8 maggio, che stabilisce il metodo di calcolo del prezzo dei gas liquefatti di petrolio come combustibile e definisce nuove installazioni tipo ai fini del regime retributivo aggiuntivo delle installazioni di produzione di energia elettrica situate nei TNP. Questa ordinanza incorpora la metodologia di calcolo dei gas liquefatti di petrolio (GLP), che potranno essere utilizzati nel TNP delle Canarie. Inoltre, in vista della procedura di concorrenza regolata nel Regio Decreto 738/2015 del 31 agosto, vengono introdotte nuove installazioni tipo corrispondenti a motori a gas.

Metodologia di aggiornamento della retribuzione regolata delle installazioni di cogenerazione, biomassa e trattamento dei rifiuti

Il 4 giugno 2024 è stata pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) l'Ordinanza 526/2024 che stabilisce una nuova metodologia di aggiornamento della retribuzione regolata percepita dalle installazioni di cogenerazione, biomassa e trattamento dei rifiuti. A partire dal secondo semestre 2024, l'aggiornamento della retribuzione sarà effettuato trimestralmente e gli incentivi saranno stabiliti in base alle proiezioni dei costi del combustibile e dei diritti di emissione, nonché alla previsione del prezzo del mercato dell'elettricità nel trimestre. In questo modo non saranno più necessari gli aggiustamenti per deviazione del prezzo del mercato, dato che le previsioni saranno effettuate con maggiore frequenza e anticipo. Gli incentivi percepiti dalle tecnologie interessate da questa metodologia rappresentano circa il 30% del totale della retribuzione regolata del regime retributivo delle rinnovabili, cogenerazione e rifiuti (RECORE).

Meccanismo di aiuti alle installazioni di stoccaggio e pompaggio

Il 27 dicembre 2023 è stata pubblicata la Risoluzione della Segreteria di Stato per l'Energia che approva la concessione di aiuti corrispondenti alla prima convocazione di aiuti per progetti innovativi di stoccaggio energetico ibridato con installazioni di generazione di energia elettrica da fonti di energia rinnovabili. Sono stati concessi aiuti a progetti che totalizzano 900 MW di due ore di capacità di stoccaggio, la cui data limite di messa in servizio deve essere anteriore al 2030.
Il 23 luglio 2024 è stata pubblicata la Risoluzione della Segreteria di Stato per l'Energia che approva la concessione di aiuti corrispondenti alla prima convocazione di aiuti per progetti innovativi di stoccaggio mediante pompaggio reversibile. Sono stati concessi aiuti a progetti di pompaggio misto che totalizzano 402 MW e a 1.594 MW di pompaggio puro, la cui data limite di messa in servizio deve essere anteriore al 2030.
Il 5 dicembre 2024 è stata pubblicata la Risoluzione della Direzione Generale di Politica Energetica e Miniere che approva la concessione di aiuti corrispondenti alla prima convocazione di aiuti per progetti innovativi di stoccaggio elettrico indipendente (stand alone). Sono stati concessi 150 milioni di euro a 35 progetti che totalizzano 690,2 MW di batterie di quattro ore di capacità di stoccaggio, con data limite di messa in servizio anteriore al 2030.

Mercato della capacità in Spagna

Nel 2024 si sono registrati i seguenti progressi nel processo di sviluppo e implementazione di un mercato di capacità in Spagna:

- la Commissione Europea ha emesso a marzo un parere in risposta al piano di implementazione presentato dalla Spagna a novembre 2023, con una serie di raccomandazioni quali limitare la tariffa regolata al collettivo di consumatori vulnerabili e regolare il diritto alla chiusura delle installazioni, sollecitando il Governo a modificare il piano presentato;
- la Commissione Nazionale dei Mercati e della Concorrenza (CNMC) ha emesso a novembre un rapporto sul valore dell'indicatore di affidabilità;
- il Rapporto sull'adeguatezza delle risorse elettriche europee (ERAA 2023) ha rilevato potenziali problemi di sicurezza dell'approvvigionamento in Spagna nel 2026 e 2028.

Con questi precedenti, il Governo ha aperto a dicembre una consultazione pubblica con una proposta dettagliata per l'implementazione di un mercato di capacità in Spagna che si adatta alle linee guida della regolamentazione europea (Quadro di Aiuti di Stato e Regolamento sul mercato interno dell'elettricità 2019/943).

Si tratta di una proposta aperta alle installazioni di generazione, stoccaggio e domanda che possono fornire potenza ferma in ore precedentemente definite dall'operatore del sistema, in cui si prevede che esistano ridotti margini di copertura (differenza tra la potenza disponibile e la domanda nel sistema).

La proposta si basa su aste realizzate in anticipo rispetto al periodo di consegna, in cui la domanda di potenza ferma sarà definita dall'operatore del sistema e i partecipanti offriranno blocchi di potenza e prezzo fino a raggiungere il livello di potenza ferma richiesto.

I partecipanti si impegnano a mantenere nelle loro installazioni una potenza ferma in media annuale nelle ore di stress del sistema pari a quella aggiudicata nelle aste e, inoltre, devono rispondere alle richieste di attivazione inviate dall'operatore del sistema.

Resto del Mondo

Cile

Legge n. 21.667 – Modifica di diversi aspetti legali connessi alla stabilizzazione tariffaria

Il 30 aprile 2024 è stata pubblicata la Legge n. 21.667 che prevede quattro articoli rilevanti in merito al sistema di stabilizzazione tariffaria vigente in Cile:

- le imprese fornitrici non accumuleranno più ulteriori debiti, poiché le tariffe per i clienti soggetti a regolamentazione dei prezzi torneranno gradualmente ai costi reali del prezzo dell'energia;
- le imprese fornitrici recupereranno i saldi generati rispettivamente dalle Leggi n. 21.185 e n. 21.472 o dai meccanismi di stabilizzazione PEC e MPC;
- il fondo MPC sarà aumentato di 5,5 miliardi di dollari statunitensi, di cui ulteriori 3,7 miliardi di dollari avranno una garanzia fiscale del 30%. Tali equilibri dovranno essere ripristinati entro il 31 dicembre 2035;
- gli utenti più vulnerabili saranno tutelati attraverso la creazione di un sussidio per l'energia elettrica.

Enel Green Power

Italia

Il decreto ministeriale 4 luglio 2019 ha previsto procedure concorsuali basate su aste al ribasso (selezione dei progetti in base al prezzo) e registri (selezione dei progetti in base a un criterio ambientale), in funzione della capacità installata e per gruppi di tecnologia, compreso il fotovoltaico. In particolare, sono previste:

- aste al ribasso, per impianti di potenza superiore a 1 MW;
- registri, per impianti di potenza inferiore a 1 MW.

Rispetto ai precedenti decreti, il decreto ministeriale 4 luglio 2019 ha previsto una nuova modalità di sostegno alle fonti rinnovabili attraverso contratti per differenza a due vie, che fanno sì che il produttore aggiudicatario restituisca le eventuali differenze positive tra il prezzo zonale e il prezzo aggiudicato in esito alle procedure concorsuali. Il soggetto aggiudicatario di capacità rinnovabile beneficerà del meccanismo incentivante per tutta la durata utile dell'impianto (20, 25 o 30 anni a seconda della tecnologia).

Il 30 novembre 2021 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, recante "Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili" (c.d. "Decreto Red II").

Il decreto ha previsto che la capacità non assegnata nelle procedure di gara di cui al decreto ministeriale 4 luglio 2019 venga rimessa all'asta in successive procedure, fino alla pubblicazione della nuova programmazione di gare per i successivi cinque anni. In attesa della nuova programmazione, nel corso dell'anno 2024 sono state pubblicate tre ulteriori procedure di gara, per un totale di 16 procedure dal lancio del meccanismo.

A dicembre 2024, la Commissione Europea ha approvato lo schema di decreto di recepimento del decreto legislativo n. 199/2021 (c.d. "DM FER X Transitorio") che introduce il meccanismo transitorio di supporto per gli impianti a fonti rinnovabili con costi di generazione vicini alla competitività di mercato. Il contingente incentivabile tramite tale meccanismo, valido fino al 31 dicembre 2025, è pari a 17,65 GW di nuova capacità rinnovabile. La modalità di remunerazione prevede la stipula di un contratto per differenza a due vie con il Gestore dei Servizi Energetici (GSE), a eccezione degli impianti di potenza inferiore a 200 kW che possono optare per la tariffa fissa omnicomprensiva.

Il 19 giugno 2024 il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) ha adottato un decreto ministeriale in tema di incentivazione di tecnologie innovative per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Il decreto stabilisce un contingente incentivabile pari a 4,6 GW per il periodo 2024-2028 suddiviso tra le seguenti fonti: impianti a biogas e biomasse, solari termodinamici, geotermoelettrici, eolici off-shore, fotovoltaici floating sia offshore sia su acque interne e impianti alimentati da energia mareomotrice, del moto ondoso e altre forme di energia marina. Il meccanismo prevede l'assegnazione dell'incentivo tramite la partecipazione a procedure competitive. La remunerazione avviene tramite il meccanismo del contratto per differenza a due vie con il GSE per gli impianti di potenza superiore a 300 kW e tramite tariffa onnicomprensiva per gli impianti più piccoli. Nel corso del 2024 è stata aperta la prima procedura di gara destinata esclusivamente agli impianti alimentati da biogas o biomasse.

Iberia

Rinnovabile

Nel 2024, in Spagna, è stato registrato un volume significativo di progetti che hanno richiesto l'ottenimento dell'Autorizzazione Amministrativa di Costruzione, necessaria prima del 25 luglio 2024 per mantenere la validità dei permessi di costruire. Sebbene i dati pubblicati riguardino solo i progetti di competenza del Ministero per la Transizione Ecologica e la Sfida Demografica (MITECO) e non quelli delle Comunità Autonome, si stima che gli impianti eolici e fotovoltaici autorizzati abbiano una capacità complessiva tra 40 e 45 GW. Questi progetti dovranno ottenere l'autorizzazione per la messa in esercizio entro il 2028.

Un altro importante sviluppo del 2024 è stato l'avvio, il 21 dicembre, del processo di pianificazione della rete di trasporto dell'energia elettrica per il periodo 2025-2030. L'Ordinanza TED/1375/2023 ha dato il via a questo processo, che durerà quasi due anni. Tuttavia, i produttori avevano tempo solo fino al 31 marzo 2024 per presentare proposte per le infrastrutture necessarie allo sviluppo di progetti di generazione rinnovabile, stoccaggio di batterie, pompaggio e altro. Durante il resto dell'anno, il gestore del sistema, la Commissione Nazionale dei Mercati e della Concorrenza e il MITECO hanno svolto diverse analisi. Si prevede che una prima bozza della pianificazione venga pubblicata nei primi mesi del 2025, con un processo di udienza pubblica successivo.

L'11 ottobre 2024 è stata pubblicata una Circolare di Accesso e Connessione alla rete, che aggiorna e raccoglie in un unico documento le norme precedentemente disperse in vari provvedimenti. La circolare introduce il concetto di "capacità flessibile", fondamentale per ottimizzare l'utilizzo delle reti nella transizione energetica.
Per quanto riguarda la Galizia, nella seconda metà del 2024 sono state approvate due leggi significative per la promozione delle energie rinnovabili:

- Legge 2/2024 (7 novembre), che promuove i benefici sociali ed economici derivanti dall'uso delle risorse naturali della regione;
- Legge 5/2024, che introduce misure fiscali e amministrative, tra cui l'obbligo di ripotenziare i progetti eolici dopo un certo numero di anni dalla messa in servizio, nonché l'obbligo di destinare parte dell'energia rinnovabile prodotta per contratti PPA con i consumatori locali.

Nel corso della prima metà del 2024, il MITECO ha effettuato una consultazione pubblica riguardante il futuro del regime di remunerazione delle energie rinnovabili. Tra gli aspetti trattati, vi erano i criteri per non fissare il prezzo nelle aste e le modalità per incentivare ulteriormente le energie rinnovabili, specialmente durante i periodi di eccedenza di produzione. Dopo questa consultazione, il MITECO è al lavoro su una proposta normativa, la cui prima versione dovrebbe essere presentata in udienza pubblica nella prima metà del 2025.

Infine, nel 2024 sono stati fatti progressi significativi nella regolamentazione della nuova generazione nei Territori Non Peninsulari. A fine dicembre, è stata emanata una delibera che approva l'elenco definitivo dei progetti ammessi ed esclusi dalla procedura concorsuale per questi territori, a seguito di un iter di osservazioni e rettifiche. La maggior parte dei progetti presentati da Endesa è stata ammessa in questa fase.

Resto del Mondo

Stati Uniti

Aggiornamenti sui dazi statunitensi per le apparecchiature solari importate

Nel febbraio 2022, il Governo statunitense ha prorogato di quattro anni i dazi della Sezione 201 sulle importazioni di pannelli solari, confermando l'esclusione per i moduli bifacciali. A maggio 2024, è stata inoltre annunciata la rimozione dell'esclusione per i pannelli

bifacciali e un bonus per i contenuti in ferro e acciaio prodotti a livello nazionale. Il Dipartimento del Commercio degli Stati Uniti ha avviato un'indagine anti-elusione per determinare se le celle e i moduli fotovoltaici in silicio cristallino (CSPV) provenienti da Vietnam, Malesia, Thailandia e Cambogia stessero eludendo i dazi antidumping e compensativi del 2012 contro le celle e i moduli CSPV importati dalla Cina. Enel non è esposta a queste determinazioni.

Disposizioni favorevoli dell'Inflation Reduction Act (IRA) del 2022

L'IRA prevede circa 415 miliardi di dollari in 10 anni per sostenere la produzione di tecnologie pulite, le energie rinnovabili e l'elettrificazione dei trasporti. L'obiettivo è ridurre le emissioni di gas serra degli Stati Uniti di quasi il 40% entro il 2030. L'IRA proroga e amplia i crediti d'imposta federali per l'energia pulita, estendendo il credito d'imposta sugli investimenti (ITC) e il credito d'imposta sulla produzione (PTC), e introducendo nuovi crediti per lo stoccaggio di energia e i microgrid. Per ottenere il valore totale dei crediti, i progetti devono soddisfare i requisiti salariali e di apprendistato. Sono previsti anche crediti d'imposta bonus per i progetti che soddisfano i requisiti di contenuto nazionale o che si trovano in "comunità energetiche" o "comunità a basso reddito". Il Dipartimento del Tesoro sta sviluppando un ITC/PTC tecnologicamente neutro, che dovrebbe entrare in vigore il 1° gennaio 2025.

Enel Grids

Italia

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito ARERA o Autorità) ha approvato il Testo integrato dei criteri e dei princípi generali della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio per il periodo 2024-2031 (TIROSS 2024-2031) e con la delibera n. 497/2023/R/com ha definito i criteri applicativi della regolazione ROSS. La metodologia ROSS prevede un approccio integrato fondato sulla "spesa totale" (TOTEX), suddivisa tra le componenti "slow money" e "fast money" sulla base di un tasso di capitalizzazione stabilito *ex ante* da ARERA.

La regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica relativa al VI periodo regolatorio (2024-2027) è disciplinata da ARERA con la delibera n. 616/2023/R/eel, con cui sono stati pubblicati i nuovi testi integrati TIT, TIME e TIC.
La metodologia di determinazione del WACC per il periodo 2022-2027 è stata aggiornata con la delibera n. 614/2021/R/com, stabilendo per la distribuzione e misura elettrica un valore pari al 5,2% per il primo semi-periodo 2022-2024. La regolazione prevede un aggiornamento annuale (nel 2023 e nel 2024), qualora alcuni indicatori finanziari dovessero portare a una variazione del WACC di almeno 50 bps. Con la delibera n. 556/2023/R/com, l'Autorità ha accertato l'attivazione del meccanismo per il 2024, aggiornando il valore del WACC al 6%. La delibera n. 513/2024/R/com ha invece aggiornato il tasso di remunerazione per il sub-periodo 2025-2027, determinando un valore del 5,6%, e ha confermato il meccanismo di trigger per gli anni 2026 e 2027, riducendo la soglia di attivazione a 30 bps.
Per quanto riguarda le tariffe di distribuzione e misura, l'Autorità ha pubblicato le tariffe di riferimento definitive dell'anno 2023 sulla base dell'aggiornamento dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2022 (delibera n. 77/2024/R/eel) e le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2024 sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi al 2023 e delle previsioni di spesa per l'anno 2024, ai sensi della nuova regolazione ROSS (delibera n. 206/2024/R/eel). Le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2024 saranno pubblicate nel corso dell'anno 2026.
Con le delibere n. 232/2022/R/eel e n. 712/2022/R/eel, ARERA ha aggiornato la regolazione tariffaria dell'energia reattiva prevedendo dal 1° aprile 2023 i corrispettivi per energia reattiva immessa.

Con la delibera n. 616/2023/R/eel l'Autorità ha previsto, con decorrenza 2024, un corrispettivo unico per gli eccessivi prelievi e per le immissioni di reattiva per i clienti MT e BT e, con la delibera n. 617/2023/R/eel, ha introdotto un meccanismo che incentiva i distributori a installare impianti di compensazione delle immissioni verso la Rete di Trasmissione Nazionale.
Riguardo alla qualità del servizio, con le delibere n. 617/2023/R/eel (e relativi allegati TIQC e TIQD) e n. 614/2023/R/eel, l'Autorità ha provveduto all'aggiornamento della regolazione incentivante output-based della qualità del servizio – tecnica e commerciale – e della resilienza delle reti, a decorrere dal 1°gennaio 2024. Con tali provvedimenti ARERA ha adottato alcuni

interventi, in particolare in tema di continuità del servizio di distribuzione e introducendo un meccanismo di incentivazione degli interventi di sviluppo. Con la delibera n. 425/2024/R/eel ARERA ha ammesso al nuovo meccanismo incentivante, basato sui benefíci ai sensi del Titolo 10 del TIQD, 14 interventi di sviluppo della rete di e-distribuzione. Con la delibera n. 588/2024/R/eel, ARERA ha determinato le partite economiche relative agli esperimenti regolatori in materia di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, per il periodo 2020-2023. Con la delibera n. 584/2024/R/eel sono state definite le partite economiche relative a premi e penali per la continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per l'anno 2023.

La legge 30/12/2024, n. 207 (Legge di Bilancio 2025), all'art. 1, commi 50-53, ha previsto che, al fine di migliorare la sicurezza, l'affidabilità e l'efficienza della rete di distribuzione dell'energia elettrica, i concessionari del servizio pubblico di distribuzione, e quindi e-distribuzione SpA, possono presentare un piano straordinario di investimento pluriennale, la cui approvazione comporterà la rimodulazione della concessione vigente (avente scadenza 31 dicembre 2030), in coerenza con la durata degli investimenti previsti dal medesimo piano, e comunque per un periodo non superiore a 20 anni.
Con apposito decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, da emanarsi entro 180 giorni dalla entrata in vigore della Legge di Bilancio (1° gennaio 2025), di concerto con il Ministro dell'Economia e delle Finanze, su proposta dell'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA), previa intesa, per gli aspetti di competenza, in sede di Conferenza unificata di cui all'art. 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, e previo parere delle Commissioni parlamentari competenti, saranno stabiliti i termini e le modalità per la presentazione del suddetto piano e per la sua valutazione e approvazione, nonché i criteri per la determinazione degli oneri che i concessionari del servizio di distribuzione dell'energia elettrica – ivi compresa e-distribuzione SpA – sono tenuti a versare in ragione della rimodulazione della concessione in essere.

Iberia

Tariffa elettrica 2024

In data 25 dicembre 2023 è stata pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) la Risoluzione del 21 dicembre 2023, della Commissione Nazionale dei Mercati e della Concorrenza (CNMC), che stabilisce i valori dei pedaggi di accesso alle reti di trasporto e distribuzione di elettricità applicabili a partire dal 1° gennaio 2024, che comportano una riduzione media dell'1,1% rispetto ai valori vigenti al 1° gennaio 2023.

In relazione ai costi per il 2024, il Regio Decreto Legge 8/2023, del 27 dicembre, che adotta misure per affrontare le conseguenze economiche e sociali derivanti dai conflitti in Ucraina e Medio Oriente, nonché per alleviare gli effetti della siccità, ha prorogato i costi del 2023 fino all'approvazione dell'Ordinanza ministeriale che approverà quelli applicabili per il 2024. A tal proposito, in data 14 febbraio 2024 è stata pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) l'Ordinanza TED/113/2024, del 9 febbraio, che stabilisce i prezzi dei costi del Sistema Elettrico e diversi costi regolati del Sistema Elettrico per l'esercizio 2024, mantenendo il livello dei costi rispetto al 2023, con entrata in vigore il 15 febbraio 2024.

Tariffa elettrica 2025

In data 16 dicembre 2024 è stata pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) la Risoluzione del 4 dicembre, della Commissione Nazionale dei Mercati e della Concorrenza (CNMC), che stabilisce i valori dei pedaggi di accesso alle reti di trasporto e distribuzione di elettricità per il 2025, che comportano una riduzione media del 4,0% rispetto ai valori vigenti al 1° gennaio 2024.

Inoltre, in data 28 dicembre 2024 è stata pubblicata l'Ordinanza TED/1487/2024, del 26 dicembre, che stabilisce i prezzi dei costi del Sistema Elettrico e diversi costi regolati del "Sistema Elettrico" per l'esercizio 2025 e che approva la ripartizione delle somme da finanziare relative al Bonus Sociale per il 2025. In quest'ordinanza si stabilisce una riduzione dei costi del 33% a partire dal 1° gennaio 2025.

Tariffa del gas naturale per il 2024

In data 2 giugno 2023 è stata pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) la Risoluzione del 30 maggio 2023, della Commissione Nazionale dei Mercati e della Concorrenza (CNMC), che stabilisce i pedaggi di accesso alle reti di trasporto, reti locali e rigassificazione per l'anno del gas 2024, che va dal 1° ottobre 2023 al 30 settembre 2024. I pedaggi delle

attività regolate di rigassificazione, trasporto e reti locali sono stati incrementati/ridotti in termini medi rispetto al 1° gennaio 2023 del -42,7%, +15,5% e -1,9%, rispettivamente.

Inoltre, in data 28 settembre 2023 è stata pubblicata nel BOE l'Ordinanza TED/1072/2023, del 26 settembre, che stabilisce i costi del "Sistema Gasista" e la retribuzione e i canoni degli stoccaggi sotterranei di base per l'anno del gas 2024, che va dal 1° ottobre 2023 al 30 settembre 2024. I costi hanno un incremento medio del 21,8% e i canoni dell'attività di stoccaggio sotterraneo diminuiscono del 12,9%.

In data 29 settembre 2023 è stata pubblicata nel BOE la Risoluzione del 28 settembre 2023, della Direzione Generale di Politica Energetica e Miniere, che rende nota la Tariffa di Ultima Risorsa (TUR) del gas naturale per il quarto trimestre 2023 e prevede rispetto al trimestre precedente per la TUR1, TUR2 e TUR3 una diminuzione media del 3,4%, dello 0,3% e dell'1,1%, rispettivamente (imposte escluse). Inoltre, la TUR per le Comunità di Proprietari di abitazioni (dalla TUR1 alla TUR11) varia tra un -3,4% e un +20,2% (imposte escluse). L'IVA applicata nella fattura del gas naturale rimane al 5%.

In data 29 marzo 2024 è stata pubblicata nel BOE la Risoluzione del 26 marzo 2024, della Direzione Generale di Politica Energetica e Miniere, che rende nota la Tariffa di Ultima Risorsa (TUR) del gas naturale per il secondo trimestre 2024 e prevede rispetto al trimestre precedente per la TUR1, TUR2 e TUR3 una diminuzione del 10,1%, del 12,1% e del 13%, rispettivamente (imposte escluse). Inoltre, la TUR per le Comunità di Proprietari di abitazioni (dalla TUR1 alla TUR11) è diminuita tra il 5,3% e l'11% (imposte escluse). L'IVA applicata nella fattura del gas naturale aumenta dal 10% al 21%.
In data 29 giugno 2024 è stata pubblicata nel BOE la Risoluzione del 27 giugno 2024, della Direzione Generale di Politica Energetica e Miniere, che rende nota la Tariffa di Ultima Risorsa (TUR) del gas naturale per il terzo trimestre 2024, mantenendo i prezzi del trimestre precedente per la TUR1, TUR2 e TUR3 e incrementando in media il termine variabile della TUR per le Comunità di Proprietari di abitazioni (dalla TUR1 alla TUR11) dello 0,8% (imposte escluse).

Tariffa del gas naturale per il 2025

In data 30 maggio 2024 è stata pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) la Risoluzione del 23 maggio 2024, della Commissione Nazionale dei Mercati e della Concorrenza (CNMC), che stabilisce i pedaggi di accesso alle reti di trasporto, reti locali e rigassificazione per l'anno del gas 2025, che va dal 1° ottobre 2024 al 30 settembre 2025. I pedaggi delle attività regolate di rigassificazione, trasporto e reti locali sono stati incrementati/ridotti in termini medi rispetto al 1° gennaio 2024 del +21,7%, -16% e +11%, rispettivamente.

Inoltre, in data 25 settembre 2024 è stata pubblicata nel BOE l'Ordinanza TED/1013/2024, del 20 settembre, che stabilisce i costi del "Sistema Gasista" e la retribuzione e i canoni degli stoccaggi sotterranei di base per l'anno del gas 2025. I costi hanno un incremento medio dello 0,5% e i canoni dell'attività di stoccaggio sotterraneo diminuiscono del 2%.

In data 28 settembre 2024 è stata pubblicata nel BOE la Risoluzione del 26 settembre 2024, della Direzione Generale di Politica Energetica e Miniere, che rende nota la Tariffa di Ultima Risorsa (TUR) del gas naturale per il quarto trimestre 2024 e prevede rispetto al trimestre precedente per la TUR1, TUR2 e TUR3 un aumento del 5,3%, dell'11,9% e del 14,7%, rispettivamente (imposte escluse). Inoltre, la TUR per le Comunità di Proprietari di abitazioni (dalla TUR1 alla TUR11) è aumentata tra il 5,3% e il 18,4% (imposte escluse). L'IVA applicata nella fattura del gas naturale è del 21% da luglio 2024.

In data 30 dicembre 2024 è stata pubblicata nel BOE la Risoluzione del 26 dicembre 2024, della Direzione Generale di Politica Energetica e Miniere, che rende nota la Tariffa di Ultima Risorsa (TUR) del gas naturale per il primo trimestre 2025 e prevede rispetto al trimestre precedente per la TUR1, TUR2 e TUR3 un aumento dell'8,9%, del 10,5% e dell'11,6%, rispettivamente (imposte escluse). Inoltre, la TUR per le Comunità di Proprietari di abitazioni (dalla TUR1 alla TUR11) è aumentata tra l'8,9% e il 17,8% (imposte escluse).

Remunerazione dell'attività di distribuzione

Il 31 luglio 2024 è stata pubblicata la Risoluzione della Commissione Nazionale dei Mercati e della Concorrenza (CNMC) che stabilisce la remunerazione delle società di distribuzione per il 2020. Questa remunerazione aggiorna il valore stabilito per l'anno 2024.

Resto del Mondo

Argentina

Il settore è regolato dalla Legge 24.065, che separa le attività di generazione, trasmissione e distribuzione.
Il DNU 70/2023 ha eliminato le restrizioni all'export di energia elettrica e il relativo regime di tassazione.
Dal 1° giugno 2024, il regolatore ENRE ha aggiornato le tariffe dell'energia elettrica con aumenti del 20% per i clienti di livello 1 e fino al 130% per i clienti di livello 3.
Sono stati infine prorogati i meccanismi di regolazione del debito tra le società di distribuzione e CAMMESA.

Brasile

La regolamentazione è gestita dal regolatore ANEEL sotto la supervisione del Ministero delle Miniere e dell'Energia (MME).
Si riportano di seguito i risultati delle revisioni tariffarie per l'anno 2024:

- Enel Distribuição Rio de Janeiro (+4,97% AT, +3,00% BT);
- Enel Ceará (-2,10% AT, -3,03% BT);
- Enel São Paulo (-3,52% AT, -2,11% BT).

Cile

Il settore è regolato dalla Comisión Nacional de Energía (CNE), che stabilisce le politiche energetiche, e dalla Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), responsabile della supervisione tecnica e della sicurezza. Le tariffe elettriche sono soggette a revisione periodica e sono influenzate da vari fattori, tra cui i costi di generazione e trasmissione.
Nel 2024, il Governo cileno ha annunciato un aumento significativo delle tariffe elettriche, stimato intorno al 57% per gli utenti residenziali, a seguito dello scongelamento delle tariffe che erano rimaste bloccate dal 2020.

Colombia

Regolamentato dalle Leggi 142 e 143 del 1994, che stabiliscono la divisione tra generazione, trasmissione e distribuzione.
L'ente regolatore ha inoltre avviato una revisione del quadro normativo per garantire la sostenibilità delle tariffe elettriche, per le quali si attendono sviluppi durante l'anno 2025.

Mercati finali

Italia

Superamento delle tutele di prezzo

L'attuale quadro normativo sul superamento delle tutele di prezzo nel settore elettrico (legge "Concorrenza" n. 124/2017, come da ultimo modificata dal decreto legge "Attuazione del PNRR" n. 152/2021 convertito in legge n. 233/2021) ha previsto l'uscita dal servizio di maggior tutela a partire dal:

- 1° gennaio 2021 per le piccole imprese;
- 1° aprile 2023 per le microimprese e i clienti non domestici <15 kW;
- 1° luglio 2024 per i clienti domestici non vulnerabili.

Per i clienti che non hanno scelto un fornitore sul mercato libero o che restano senza fornitore di mercato libero, è prevista l'attivazione di specifici servizi di ultima istanza (c.d. "servizi a tutele graduali"), erogati dagli operatori risultanti aggiudicatari di specifiche di procedure di gara.

Il servizio a tutele graduali per le piccole imprese è stato assegnato con una prima asta fino al 30 giugno 2024 e con una seconda asta dal 1° luglio 2024 fino al 31 marzo 2027 (delibera ARERA – Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente – n. 119/2024/R/eel). Anche il servizio a tutele graduali per le microimprese (delibera ARERA n. 208/2022/R/eel) e quello per i clienti domestici non vulnerabili (delibera ARERA n. 362/2023/R/eel) saranno erogati fino al 31 marzo 2027. Al termine di tale periodo, le forniture ancora servite in tutela graduale passeranno all'offerta più conveniente di mercato libero dello stesso operatore.
Con riferimento alle piccole imprese, Enel Energia eroga il servizio a tutele graduali in quattro Regioni del nord Italia che comprendono la provincia e il comune di Milano. Con riferimento ai clienti domestici non vulnerabili, Enel Energia eroga il servizio a tutele graduali in sette aree geografiche del centro e nord Italia, che comprendono anche le forniture della provincia e del comune di Milano e del comune di Roma.
I clienti domestici vulnerabili continueranno a essere serviti dall'attuale esercente il servizio di maggior tute-

la fino alla definizione da parte di ARERA delle modalità per l'uscita da tale servizio attraverso l'assegnazione per gara di un servizio di vulnerabilità.

La Legge Concorrenza n. 193/2024 ha previsto la possibilità per i clienti domestici vulnerabili di richiedere l'accesso al servizio a tutele graduali entro il 30 giugno 2025, rinviando ad ARERA la definizione delle modalità operative.
Con il decreto legge 9 dicembre 2023, n. 181 (c.d. "D.L. Energia"), convertito con legge 2 febbraio 2024, n. 11, è stata introdotta la previsione del recupero a favore degli esercenti il servizio di maggior tutela dei costi direttamente imputabili al servizio sostenuti dal 1° aprile 2023 e non recuperabili.
Per quanto riguarda il settore gas, il superamento delle tutele di prezzo è avvenuto a partire dal 1° gennaio 2024 per i clienti domestici non vulnerabili e i condomíni che, non avendo scelto un'offerta di mercato libero, sono passati a tale mercato secondo regole definite da ARERA. I clienti vulnerabili continueranno a essere serviti alle condizioni economiche e contrattuali definite da ARERA per il servizio di tutela della vulnerabilità.

Energia elettrica

Con riferimento al settore elettrico, per il primo semestre 2024 si sono applicati i livelli di RCV (remunerazione degli esercenti la maggior tutela per il servizio di commercializzazione svolto) e di PCV (prezzo applicato ai clienti in maggior tutela e prezzo di riferimento per i venditori del mercato libero) definiti con la delibera n. 136/2023/R/eel. I livelli di RCV e PCV sono stati aggiornati con la delibera n. 262/2024/R/eel che ha definito i valori da applicare ai clienti vulnerabili serviti dall'esercente la maggior tutela a partire dal 1° luglio 2024. Con la delibera n. 538/2024/R/eel ARERA ha inoltre introdotto per l'anno 2024 un meccanismo integrativo della remunerazione, atto alla copertura, in presenza di specifici requisiti, degli eventuali costi fissi non coperti dalla tariffa derivanti dall'uscita dei clienti dal servizio di maggior tutela verso le tutele graduali.

Il TIV prevede per gli esercenti il servizio di maggior tutela specifici meccanismi perequativi, come il meccanismo che consente di regolare eventuali squilibri in relazione ai costi sostenuti dall'esercente stesso per l'approvvigionamento dell'energia elettrica. A riguardo, al fine di sterilizzare le ulteriori distorsioni emerse nella quantificazione dell'energia elettrica attribuita in acconto agli esercenti il servizio di maggior tutela relativamente ai punti non trattati orari, con la delibera n. 535/2024/R/eel ARERA ha previsto un anticipo straordinario del conguaglio di perequazione acquisti 2024, rispetto al termine ordinario previsto dalla regolazione per agosto 2025.

Gas

Con riferimento al settore gas, dal 1° gennaio 2024 si applicano ai clienti vulnerabili i livelli della componente QVD definiti con la delibera n. 137/2023/R/gas. Tali livelli sono stati aggiornati a partire dal 1° aprile 2024 con la delibera n. 112/2024/R/gas.

In tema di meccanismi di reintegro della morosità dei clienti finali del settore gas, agli artt. 33 e 41.1 lettera b) del TIVG ARERA disciplina specifici meccanismi di reintegrazione per i fornitori del servizio di ultima istanza e del servizio di default su reti di distribuzione.

Iberia

Efficienza energetica

Il 23 marzo 2024 è stata pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dello Stato (BOE) l'Ordinanza TED/268/2024, datata 20 marzo, che stabilisce il contributo al Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica (creato con la Legge 18/2014) per il 2024, pari a 98,63 milioni di euro per Endesa.
Si prevede che Endesa contribuisca al Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica per 131,8 milioni di euro nel 2025, al quale Endesa deve contribuire con almeno 13,18 milioni di euro (10%) e dovendo soddisfare al meno un 15% del suo obbligo presentando Certificati di Risparmio Energetico (CAE).

Misure di protezione dei consumatori: Bonus Sociale

Con l'approvazione del Regio Decreto Legge 4/2024 del 26 giugno, che adotta misure urgenti in materia fiscale, energetica e sociale, si prorogano fino al 30 giugno 2025 gli sconti incrementali del Bonus Sociale per i clienti vulnerabili, sebbene con una riduzione graduale. Gli sconti finali dal 1° luglio 2025 saranno del 35% per i consumatori vulnerabili e del 50% per i consumatori gravemente vulnerabili. Il

Regio Decreto Legge 1/2025, del 28 gennaio, che approva misure urgenti in materia economica, di trasporto, di sicurezza sociale e per affrontare situazioni di vulnerabilità, stabilisce che nel secondo semestre 2025 questi sconti saranno del 42,5% e del 57,5%, e a partire dal 1° gennaio 2026 saranno del 35% e del 50%.

La nuova Strategia Nazionale contro la Povertà Energetica 2025-2030 intende adattare i meccanismi già creati al nuovo contesto economico e sociale, e a un sistema energetico che avanza verso la decarbonizzazione. L'obiettivo è ridurre in modo permanente e progressivo la povertà energetica a medio e lungo termine. Il 24 gennaio 2025, il Ministero per la Transizione Ecologica e la Sfida Demografica (MITECO) ha lanciato una consultazione pubblica per l'aggiornamento di questa Strategia per l'orizzonte 2025-2030.

Misure di protezione dei consumatori: garanzia di fornitura di energia elettrica

Il Regio Decreto Legge 4/2024, del 26 giugno, già menzionato, ha prorogato fino al 31 dicembre 2024 la proibizione di tagliare i servizi essenziali di luce, acqua e gas ai consumatori vulnerabili in caso di mancato pagamento.
Successivamente, il Regio Decreto Legge 1/2025, del 28 gennaio, che approva misure urgenti in materia economica, di trasporto, di sicurezza sociale e per affrontare situazioni di vulnerabilità, ha esteso tale proroga fino al 31 dicembre 2025.

Misure di protezione dei consumatori: misure fiscali

Il Regio Decreto Legge 8/2023, del 27 dicembre, che adotta misure per affrontare le conseguenze economiche e sociali derivanti dai conflitti in Ucraina e Medio Oriente, nonché per alleviare gli effetti della siccità, e il Regio Decreto Legge 4/2024, del 26 giugno, che adotta misure urgenti in materia fiscale, energetica e sociale, hanno prorogato misure precedentemente approvate e ne hanno adottate altre nuove in materia di fiscalità energetica.

Da una parte, l'aliquota ridotta dell'Imposta sul Valore Aggiunto (IVA) del 5%, vigente fino al 31 dicembre 2023, è stata aumentata al 10% per tutto il 2024 per l'elettricità e fino al 31 marzo 2024 per il gas naturale.

D'altra parte, l'aliquota ridotta dell'Imposta Speciale sull'Elettricità dello 0,5% fino al 31 dicembre 2023 passa al 2,5% durante il primo trimestre 2024 e al 3,8% durante il secondo trimestre 2024. Per quanto riguarda l'Imposta sul Valore della Produzione di Energia Elettrica, avrà un'aliquota del 3,5% nel primo trimestre 2024, del 5,25% nel secondo trimestre 2024 e del 7% a partire da allora.

Misure di protezione dei consumatori: consumatori elettrointensivi

Il Regio Decreto Legge 8/2023, del 27 dicembre, che adotta misure per affrontare le conseguenze economiche e sociali derivanti dai conflitti in Ucraina e Medio Oriente, nonché per alleviare gli effetti della siccità, e il Regio Decreto Legge 4/2024, del 26 giugno, che adotta misure urgenti in materia fiscale, energetica e sociale, hanno prorogato lo sconto dell'80% sui pedaggi di accesso alle reti di trasporto e distribuzione di elettricità per i consumatori con il certificato di consumatore elettrointensivo durante il 2024. Il Regio Decreto Legge 9/2024, del 23 dicembre, che adotta misure urgenti in materia economica, tributaria, di trasporto e di sicurezza sociale, ha prorogato lo sconto fino al 31 dicembre 2025. Tuttavia, questa misura non è inclusa nel nuovo Regio Decreto Legge 1/2025, del 28 gennaio, che approva misure urgenti in materia economica, di trasporto, di sicurezza sociale e per affrontare situazioni di vulnerabilità, e quindi non è più in vigore.

Misure di protezione dei consumatori: consumatori di gas naturale

A partire dal 1° luglio 2024, la misura stabilita dal Regio Decreto Legge 17/2021 che stabiliva che il costo della materia prima nella Tariffa di Ultima Risorsa per il gas naturale, a partire dal 1° ottobre 2021, non poteva superare un incremento del 35% rispetto al valore vigente, rivisto al 15% dal 1° gennaio 2022 e prorogata fino al 30 giugno 2024, non sarà più applicabile.

Proroga per il 2024 di determinate misure adottate nel contesto della crisi derivata dal conflitto Russia-Ucraina

Oltre alle misure sopra menzionate sulla fiscalità energetica e la protezione sociale, il Regio Decreto Legge

8/2023, del 27 dicembre, e il Regio Decreto Legge 4/2024, del 26 giugno, hanno prorogato misure precedentemente approvate e ne hanno adottate altre nuove, tra cui:

- nel campo dei pedaggi e dei costi, si prevede che una quantità equivalente al 62,5% del surplus provvisorio corrispondente ai costi del Sistema Elettrico del 2023 sarà destinata all'esercizio 2024. Il surplus rimanente di tale esercizio 2023 potrà essere destinato a compensare i costi del Sistema Elettrico corrispondenti all'esercizio 2025. Inoltre, si stabilisce che, se nel conto differenziato dell'Organo incaricato delle liquidazioni corrispondente ai costi extra della produzione di energia elettrica dei Territori Non Peninsulari (TNP) a carico dei Bilanci Generali dello Stato esistessero saldi provvisori positivi degli esercizi 2020 e 2021, si potrà trasferire fino al 70% degli stessi al sistema di liquidazione dei costi extra della produzione di energia elettrica dei Territori Non Peninsulari (TNP) a carico dei Bilanci Generali dello Stato corrispondenti all'esercizio 2019, e del resto, un 5% all'esercizio 2023 e un 95% all'esercizio 2024;
- in relazione al dispiegamento di progetti di energie rinnovabili, si ampliano i termini previsti nella normativa per il completamento di determinati obiettivi amministrativi. Così, tra gli altri, per progetti con permessi di accesso e connessione successivi al 31 dicembre 2017 e precedenti a questa norma, si amplia di sei mesi aggiuntivi, fino al 25 luglio 2024, il termine per accreditare l'autorizzazione amministrativa di costruzione. Inoltre, questi progetti potranno richiedere, entro un termine di tre mesi dall'entrata in vigore del regio decreto legge o dalla data di autorizzazione amministrativa di costruzione, se questa è successiva, l'ampliamento del termine per ottenere l'autorizzazione di sfruttamento definitiva, fino a un massimo di otto anni dal 25 luglio 2020 o dall'ottenimento dei permessi di accesso, se successivo. Allo stesso modo, si modifica la Legge 24/2013, del 26 dicembre, del Settore Elettrico, per permettere di incorporare criteri di aggiudicazione non economici, con un peso fino al 30% del punteggio, nelle aste di rinnovabili.

Misure urgenti per il piano di risposta immediata, ricostruzione e rilancio di fronte ai danni causati dalla Depressione Isolata nei Livelli Alti (DANA)

A seguito del disastro naturale avvenuto martedì 29 ottobre 2024, che ha causato la peggiore DANA del secolo in diverse Comunità Autonome, e in particolare nella Comunità Valenciana, date le gravi conseguenze in determinati comuni e zone della provincia di Valencia, il Governo di Spagna ha deciso di approvare misure destinate ad aiutare la popolazione colpita e a ripristinare lo stato delle infrastrutture, dei beni e dei servizi danneggiati, tramite il Regio Decreto Legge 6/2024, del 5 novembre, che adotta misure urgenti di risposta ai danni causati dalla Depressione Isolata nei Livelli Alti (DANA) in diversi comuni tra il 28 ottobre e il 4 novembre 2024, e il Regio Decreto Legge 7/2024, dell'11 novembre, che adotta misure urgenti per il piano di risposta immediata, ricostruzione e rilancio di fronte ai danni causati dalla Depressione Isolata nei Livelli Alti (DANA) in diversi comuni tra il 28 ottobre e il 4 novembre 2024.

Resto del Mondo

America Latina

In tutti i Paesi le società di distribuzione possono vendere energia elettrica ai propri clienti secondo la modalità del "mercato regolato" o secondo condizioni pattuite liberamente (c.d. "mercato non regolato"). I limiti per il mercato non regolato di ogni Paese sono i seguenti:

Paese	kW
Argentina	>30 kW
Brasile	Clienti gruppo A
Colombia	> 100 kW o 55 MWh-mese
Costa Rica	Non applicabile
Guatemala	>100 kW
Panama	>100 kW
Cile	>300 kW







6. PROSPETTIVE FUTURE

Focus sulle reti di distribuzione

Accelerazione degli investimenti nelle reti per migliorare la resilienza, la digitalizzazione e l'efficienza della rete di distribuzione, indispensabile abilitatore della transizione energetica.

Investimenti selettivi nella generazione rinnovabile

Allocazione del capitale flessibile volta a massimizzare i rendimenti e ridurre al minimo i rischi, cogliendo anche opportunità brownfield (assets in operation), con l'obiettivo di migliorare ulteriormente la redditività.

Rafforzamento del ruolo centrale dei clienti nel segmento Retail

Offerta di un portafoglio di soluzioni bundled con energia, prodotti e servizi.

Remunerazione per gli azionisti semplice, visibile e sostenibile

La politica dei dividendi di Enel è basata su un dividendo minimo fisso lungo l'arco di Piano, con un potenziale incremento fino a un payout del 70% sull'utile netto ordinario del Gruppo.

Prevedibile evoluzione della gestione

Nel mese di novembre 2024, il Gruppo ha presentato il nuovo Piano Industriale 2025-2027 con una strategia focalizzata principalmente nei Paesi "core" e su una allocazione del capitale flessibile, con l'obiettivo di incrementare gli investimenti in asset regolati con rendimenti solidi e prevedibili.

Per il triennio 2025-2027, il Gruppo Enel ha confermato i pilastri strategici presentati in occasione del precedente Piano 2024-2026:

- redditività, flessibilità e resilienza per creare valore attraverso una selettiva allocazione del capitale che ottimizzi il profilo di rischio/rendimento, mantenendo al contempo un approccio flessibile;
- efficienza ed efficacia con una continua ottimizzazione di processi, attività e portafoglio di offerte, rafforzando la generazione di cassa e sviluppando soluzioni innovative per incrementare il valore degli asset esistenti;
- Sostenibilità finanziaria e ambientale per mantenere una struttura solida, assicurare la flessibilità necessaria alla crescita e affrontare le sfide del cambiamento climatico.

Il nuovo Piano Industriale 2025-2027 prevede investimenti lordi di circa 43 miliardi di euro, in aumento di circa 7 miliardi di euro rispetto al Piano precedente e con la seguente allocazione:

- 26 miliardi di euro destinati alle Reti, per migliorare la resilienza, la digitalizzazione e l'efficienza della rete di distribuzione. Inoltre, il Gruppo proseguirà con impegno l'attività di advocacy per favorire quadri regolatori che supportino il ruolo centrale svolto dalle reti nella transizione energetica;
- 12 miliardi di euro destinati alla Generazione Rinnovabile, con un'allocazione del capitale flessibile e un approccio selettivo volto a massimizzare i rendimenti e ridurre al minimo i rischi, cogliendo anche opportunità brownfield, con l'obiettivo di migliorare ulteriormente la redditività. Nel periodo di Piano si prevede di aggiungere circa 12 GW di capacità, con un migliorato mix tecnologico che prevede oltre il 70% di eolico onshore e tecnologie programmabili (idroelettrico e batterie), raggiungendo un totale di capacità rinnovabile installata di circa 76 GW nel 2027;
- 2,7 miliardi di euro sul segmento Retail per potenziare le offerte integrate e migliorare la gestione dei clienti e dei i servizi.

Il risultato delle azioni strategiche sopra descritte consente di prevedere per l'anno 2027 un EBITDA ordinario di Gruppo compreso tra 24,1 e 24,5 miliardi di euro e un utile ordinario compreso tra 7,1 e 7,5 miliardi di euro.

La visibilità sui risultati finanziari di Gruppo del 2024 consente di proporre alla prossima Assemblea degli azionisti di Enel la distribuzione di un dividendo complessivo pari a 0,47 euro per azione, superiore al dividendo per azione ("DPS", Dividend Per Share) fisso minimo di 0,43 euro indicato nel precedente Piano.

Nel periodo 2025-2027, si prevede che la realizzazione delle azioni strategiche si traduca in rendimenti visibili e altamente prevedibili; di conseguenza, la politica dei dividendi prevede un DPS fisso minimo annuo pari a 0,46 euro e un potenziale incremento fino a un payout del 70% sull'utile netto ordinario del Gruppo. Rispetto alla precedente politica dei dividendi, è stato inoltre rimosso il vincolo del raggiungimento della neutralità dei flussi di cassa.

Nel 2025 sono previsti:

- investimenti nelle reti di distribuzione focalizzati nelle aree geografiche caratterizzate da un quadro regolatorio più equilibrato e chiaro;
- investimenti selettivi nelle rinnovabili, finalizzati alla massimizzazione della redditività del capitale investito e alla minimizzazione dei rischi;
- gestione attiva del portafoglio clienti attraverso offerte bundled multi-play.

Sulla base di quanto sopra esposto, qui di seguito si ricordano gli obiettivi economico-finanziari su cui si basa il Piano 2025-2027 del Gruppo.

Obiettivi finanziari

Crescita dell'utile	**2024**	**2025**	**2027**
EBITDA ordinario (€mld)	22,8	22,9-23.1	24,1-24,5
Utile netto ordinario (€mld)	7,1	6,7-6,9	7,1-7,5
Creazione di valore			
DPS (€/azione)	0,47	0,46[1]	0,46*
		Aumento del DPS fino a un payout del 70% sull'utile netto ordinario	

(1) DPS minimo.

Informativa sugli strumenti finanziari

Con riferimento all'informativa sugli strumenti finanziari richiesta dall'art. 2428, comma 2, n. 6 *bis* del codice civile, si rinvia a quanto illustrato nelle seguenti Note di commento al Bilancio consolidato: 46 "Strumenti finanziari per categoria", 47 "Risk management", 49 "Derivati ed hedge accounting" e 50 "Attività e passività misurate al fair value".

Operazioni atipiche e/o inusuali

Ai sensi della comunicazione CONSOB del 28 luglio 2006 il Gruppo non ha posto in essere operazioni atipiche e/o inusuali nel corso dell'esercizio 2024.

A tal proposito, sono definite come tali le operazioni che per significatività/rilevanza, natura delle controparti, oggetto della transazione, modalità di determinazione del prezzo di trasferimento e tempistica dell'accadimento possono dar luogo a dubbi sulla correttezza e/o completezza dell'informazione, sul conflitto di interesse, sulla salvaguardia del patrimonio aziendale, nonché sulla tutela degli azionisti di minoranza.

Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Per quanto attiene ai fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio, si rinvia a quanto illustrato nella specifica nota 58 "Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio" del Bilancio consolidato.

Operazioni con parti correlate

Per quanto attiene all'informativa sulle parti correlate e al dettaglio dei rapporti patrimoniali ed economici con parti correlate, si rinvia a quanto illustrato nella specifica nota 52 "Informativa sulle parti correlate" del Bilancio consolidato.

Prospetto di raccordo tra patrimonio netto e risultato di Enel SpA e i corrispondenti dati consolidati

Ai sensi della Comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, viene riportato di seguito il prospetto di raccordo tra il risultato dell'esercizio e il patrimonio netto di Gruppo e gli analoghi valori della Capogruppo.

Milioni di euro	Conto economico	Patrimonio netto	Conto economico	Patrimonio netto
	al 31.12.2024		al 31.12.2023	
Valori civilistici di Enel SpA	**2.598**	**36.386**	**3.032**	**37.883**
Valori di carico e rettifiche di valore delle partecipazioni consolidate	6.287	(99.315)	608	(104.457)
Patrimonio netto e risultato di esercizio (determinati in base a princípi omogenei) delle imprese e Gruppi consolidati e di quelle valutate con il metodo del patrimonio netto, al netto delle quote di competenza degli azionisti terzi	9.180	90.368	6.299	90.392
Riserva di traduzione	-	(6.352)	-	(5.289)
Avviamento	(3)	12.850	(126)	13.042
Dividendi infragruppo	(10.647)	-	(5.968)	-
Eliminazione degli utili infragruppo non realizzati, al netto del relativo effetto fiscale e altre rettifiche minori	(399)	(206)	(407)	184
TOTALE GRUPPO	**7.016**	**33.731**	**3.438**	**31.755**
INTERESSENZE DI TERZI	**1.213**	**15.440**	**829**	**13.354**
BILANCIO CONSOLIDATO	**8.229**	**49.171**	**4.267**	**45.109**







RELAZIONE SULLA GESTIONE

7.

RENDICONTAZIONE CONSOLIDATA DI SOSTENIBILITÀ

Informazioni generali

Enel promuove il **coinvolgimento degli stakeholder** interni ed esterni per comprenderne il punto di vista e le aspettative in merito alle questioni di sostenibilità per valutare eventuali azioni da implementare o l'eventuale rafforzamento di processi e procedure aziendali.
L'analisi di **"doppia materialità"** consente di individuare le tematiche di natura ambientale, sociale e di governance rilevanti per il Gruppo, al fine di gestire in maniera efficace gli impatti, rischi e opportunità materiali associati.

Informazioni ambientali

Il Gruppo è impegnato nella protezione del **capitale naturale** attraverso la prevenzione e riduzione degli impatti sull'**aria** e sull'**acqua**, la conservazione della **biodiversità** e la gestione sostenibile dei **rifiuti**.
In linea con la **tassonomia europea**, Enel ha identificato e classificato le proprie attività economiche in base al loro contributo agli obiettivi ambientali, per favorire investimenti sempre più ecosostenibili.

Informazioni sociali

Enel promuove la centralità delle **persone**, la **sicurezza** dei lavoratori, la responsabilità lungo la **catena del valore**, il coinvolgimento attivo delle **comunità** e l'ascolto e la soddisfazione dei **clienti**, puntando su inclusione, tutela dei diritti, sostenibilità e prevenzione e riduzione degli impatti e dei rischi sociali.

Informazioni sulla governance

Un solido modello di **condotta d'impresa** e il rispetto dei **diritti umani** nella pratica di business sono alla base dell'operato del Gruppo.
La contribuzione e la **trasparenza fiscale** supportano la creazione di valore per le comunità.

Informazioni generali

Basis for preparation della Rendicontazione consolidata di Sostenibilità

ESRS 2 BP-1; BP-2

La Rendicontazione consolidata di Sostenibilità (di seguito anche Rendicontazione di Sostenibilità) 2024 del Gruppo Enel è strutturata in quattro parti principali, secondo quanto previsto dalla normativa in vigore. Nel dettaglio:

- Informazioni generali;
- Informazioni ambientali (inclusa la disclosure richiesta dal regolamento 2020/852 – c.d. "Regolamento Tassonomia");
- Informazioni sociali;
- Informazioni sulla governance.

In particolare, la presente sezione della Relazione sulla gestione, riporta i temi ambientali, sociali e di governance che sono rilevanti per il Gruppo Enel, tenuto conto del processo di analisi di doppia materialità descritto di seguito nel paragrafo "Doppia materialità – Il processo" nonché delle specifiche attività e delle caratteristiche del Gruppo.

Inoltre, al fine di omogeneizzare la rendicontazione dei dati e delle informazioni richieste e agevolare la comprensione da parte degli stakeholder della Rendicontazione di Sostenibilità, per ogni tema materiale sono stati riportati:

- i relativi impatti, rischi e opportunità (IRO);
- la strategia e l'impegno del Gruppo nella gestione dei temi materiali e nella mitigazione dei rischi, in termini di politiche adottate e piani d'azione implementati;
- i principali risultati ottenuti in relazione agli obiettivi stabiliti;
- gli indicatori di performance rilevanti per comprendere i risultati ottenuti.

Informazioni gestite tramite "Incorporation by reference"

Come consentito dalla normativa di riferimento, la Rendicontazione di Sostenibilità incorpora mediante riferimento le informazioni richieste dagli ESRS relativi alla strategia del Gruppo e al business model, al risk management e alla corporate governance, nonché quelle connesse al cambiamento climatico, presentate nei rispettivi capitoli all'interno della Relazione sulla gestione.

Per ulteriori dettagli rispetto all'approccio del Gruppo alla Relazione sulla gestione nel suo complesso, si rinvia al capitolo "Basis of Presentation" della Relazione finanziaria annuale consolidata, mentre per i dettagli delle informazioni "incorporate mediante riferimento", si rimanda alle tabelle inserite nel paragrafo "Obblighi di informativa degli ESRS oggetto della Rendicontazione di Sostenibilità".

Il perimetro di riferimento delle informazioni contenute nella Rendicontazione di Sostenibilità coincide con l'area di consolidamento del Bilancio consolidato.

Nell'anno 2024 l'unica società inclusa nel perimetro di consolidamento soggetta all'obbligo di Rendicontazione di Sostenibilità è Endesa, che ha redatto e pubblicato la propria rendicontazione conformemente alla normativa attualmente vigente in Spagna. Non risultano altre società soggette a obbligo di rendicontazione all'interno del perimetro di consolidamento.

Come espressamente richiesto dagli ESRS, le informazioni riportate sono estese per includere gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti connessi alla catena del valore, a monte e a valle, del Gruppo Enel. Al fine di individuare i principali attori della catena del valore, nell'ambito dell'analisi di doppia materialità, è stato avviato un processo di valutazione della rilevanza degli stakeholder, volto alla determinazione dei cosiddetti "key affected stakeholder", per i cui dettagli si rimanda ai paragrafi "Coinvolgimento degli stakeholder" e "Doppia materialità – Il processo".

Inoltre, il Gruppo ha implementato un processo di analisi finalizzato a individuare le situazioni di cosiddetto "controllo operativo" da parte del Gruppo su un'entità, un sito, un'operazione o un asset, per rispondere a specifici requisiti di informativa richiesti dagli ESRS ambientali.

L'analisi ha coinvolto tutte le società collegate e le joint venture su cui Enel esercita un'influenza notevole o un controllo congiunto alla data di reporting (per ulteriori dettagli in merito a tali concetti, si rimanda al paragrafo "Valutazione dell'esistenza del controllo congiunto e del tipo di accordo a controllo congiunto" all'interno del capitolo "Note di commento" della sezione "Bilancio consolidato").

Dall'analisi svolta non sono emersi impatti significativi alla data di riferimento del reporting.

Il Gruppo Enel non si è avvalso dell'opzione prevista dalla normativa di omettere una specifica informazione corrispondente a proprietà intellettuale, know-how o a risultati dell'innovazione, né dell'esenzione dalla comunicazione di informazioni concernenti gli sviluppi imminenti o le questioni oggetto di negoziazione.

La presente Rendicontazione di Sostenibilità è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 13 marzo 2025 ed è stata sottoposta a giudizio di conformità di tipo "limited assurance".

Policy di rendicontazione

La qualità delle informazioni di Sostenibilità riportate è garantita dal rispetto dei princípi di **rilevanza**, rappresentazione **fedele**, **comparabilità**, **verificabilità** e **comprensibilità**.

Il periodo di riferimento della Rendicontazione di Sostenibilità del Gruppo Enel è coerente con quello utilizzato per le informazioni finanziarie, in particolare:

Orizzonte temporale	Descrizione
Breve termine	12 mesi, in linea con quello adottato dal Gruppo nel Bilancio consolidato
Medio termine	Dalla fine del periodo di riferimento a breve termine fino a 3 anni, in linea con il Piano Strategico del Gruppo
Lungo termine	Oltre i 3 anni

Si precisa che, in linea con i modelli e le valutazioni generalmente accettate come best practice di mercato, il Gruppo, per le sole informazioni relative al cambiamento climatico, adotta l'orizzonte temporale di breve termine corrispondente al periodo compreso tra 1 e 3 anni, quello di medio termine corrispondente al periodo compreso tra 4 e 10 anni e quello di lungo termine a oltre i 10 anni.

Le principali ipotesi utilizzate nel processo di stima, nonché la componente di giudizio, ove applicata, sono adeguatamente descritte all'interno degli specifici paragrafi di riferimento della Rendicontazione di Sostenibilità.

Le rielaborazioni di dati comparativi pubblicati negli anni precedenti, a seguito di affinamenti nelle stime o modifiche nelle metodologie di definizione sono chiaramente indicati come tali, negli specifici paragrafi di riferimento della Rendicontazione di Sostenibilità.

In linea con quanto previsto dalla normativa, Il Gruppo ha limitato le informazioni sulla catena del valore a monte e a valle delle informazioni a disposizione internamente o reperibili pubblicamente, ove applicabile.

In assenza degli ESRS di settore, il Gruppo ha rendicontato l'informativa "sector-specific" seguendo le disposizioni previste dalle best practice internazionali (ovvero ISSB/SASB e GRI).

Si riporta di seguito l'elenco dei principali phased-in previsti dagli ESRS dei quali il Gruppo Enel ha scelto di avvalersi per l'esercizio 2024.

Standard	Disclosure requirement
ESRS 2	• SBM-1 Breakdown of total revenue by significant sector, 40 b) e 40 c) • SBM-3 Anticipated financial effects, 48 e)
Environmental	Anticipated financial effects from: • E1-9 Material physical and transition risks and potential climate-related opportunities • E2-6 Pollution-related risks and opportunities • E3-5 Water and marine resources-related risks and opportunities • E4-6 Biodiversity and ecosystem-related risks and opportunities • E5-6 Resource use and circular economy-related risks and opportunities
Social	• S1-7 Characteristics of non-employee workers in the company's own workforce • S1-8 Collective bargaining coverage and social dialogue • S1-11 Social protection • S1-14 Work-related ill-heath number of days lost to injuries, accidents, fatalities and work-related ill health, 88 e) 88 d) • S1-14 Health and safety of non-employees • S1-15 Work-life balance



Coinvolgimento degli stakeholder

ESRS 2 SBM-2

Enel promuove un dialogo continuo, attivo e aperto con i propri stakeholder, attraverso numerose iniziative di ascolto e di ingaggio sia dirette sia indirette, al fine di cogliere il loro punto di vista in merito alle questioni di Sostenibilità, le loro aspettative ed eventuali segnalazioni, per valutare le azioni da implementare, inclusa la definizione di eventuali progetti e iniziative o l'eventuale rafforzamento di processi e procedure aziendali.

Le categorie di stakeholder rilevanti per il Gruppo sono state mappate e definite nell'ambito del processo di analisi di doppia materialità, cui si rimanda per dettagli sulla metodologia seguita e sui risultati nel paragrafo "Doppia materialità".

Tra le principali iniziative di coinvolgimento si segnalano le relazioni con le principali associazioni di rappresentanza e di categoria, tra cui quelle dei lavoratori della forza lavoro propria, dei consumatori e delle comunità in cui Enel opera; le indagini di soddisfazione dei clienti e i canali per la gestione dei reclami commerciali; i questionari delle agenzie di rating di Sostenibilità e le relazioni con analisti e investitori, le relazioni istituzionali a livello nazionale e locale, così come il monitoraggio dei media e le indagini demoscopiche. Tali iniziative vengono condotte nell'ambito dei processi aziendali per assicurare che le aspettative e le richieste dei diversi stakeholder con cui il Gruppo interagisce siano tenute adeguatamente in conto nei processi di business e per supportare quindi la crescita e la creazione di valore lungo tutta la catena del valore dell'Azienda. Inoltre, il Gruppo tiene conto del punto di vista degli stakeholder nell'ambito del processo di materialità, per l'identificazione e la valutazione degli impatti, rischi e opportunità rilevanti, e nell'ambito del processo di due diligence, per identificare eventuali impatti negativi e definire piani d'azione. Per quanto riguarda le modalità di coinvolgimento specifiche e i relativi risultati nell'ambito di tali processi, si rimanda rispettivamente ai paragrafi "Doppia materialità" e "Gestione dei diritti umani" della Rendicontazione di Sostenibilità.

Inoltre, è stato istituito un canale aperto a tutti gli stakeholder sia interni sia esterni per la raccolta delle segnalazioni in modalità anonima in materia di sospette violazioni in relazione al Codice Etico, tramite un'unica piattaforma a livello di Gruppo accessibile sia online sia dalla intranet aziendale; per ulteriori dettagli si rimanda al paragrafo "Canale Whistleblowing e segnalazioni degli stakeholder".



Nella tabella sottostante si riporta una sintesi, per ognuna delle categorie di stakeholder identificata, delle principali iniziative e modalità di coinvolgimento, incluso l'obiettivo del coinvolgimento e come si è tenuto conto di quanto eventualmente emerso.

Forza lavoro propria	Fornitori[1]	Comunità interessate	Clienti[2]
Modalità e iniziative di coinvolgimento			
• Incontri con i rappresentanti dei lavoratori in materia di ESG, salute e sicurezza. • Comitati paritetici in materia di sostenibilità e salute e sicurezza. • Focus group specifici su temi propri della forza lavoro (per esempio, benessere, inclusione, diversità, sviluppo). • Iniziative di sensibilizzazione e informazione mirate tramite canali di comunicazione interna (newsletter, internet ecc.). • Survey mirate per soddisfazione, benessere e inclusione. • Interviste e relazioni con il business partner di riferimento e i responsabili per lo sviluppo delle persone.	• Workshop con le diverse filiere su temi ESG e di salute e sicurezza. • Iniziative di sensibilizzazione e informazione in materia ESG e di salute e sicurezza. • Tavoli di confronto nazionali, regionali e locali con le associazioni per la chiusura delle centrali a carbone. • Relazione con referenti acquisti in fase di qualifica o gara. • Relazione con i contract manager in fase di esecuzione del contratto.	• Consultazioni, workshop pubblici in fase di avvio di nuovi progetti. • Incontri e interviste in fase di valutazione ESIA e SECA per l'avvio nuovi progetti e/o la chiusura di impianti a carbone. • Tavoli di confronto nazionali, regionali e locali con le associazioni per la chiusura delle centrali a carbone. • Canali di ascolto e rimedio (grievance mechanism) per la raccolta di segnalazioni e reclami (team locali, numeri verdi, piattaforme online o leader comunitari nelle aree rurali isolate).	• Canali di raccolta e gestione reclami dei clienti (per esempio, numero verde, e-mail e piattaforma dedicata "Voice of Customer"). • Indagini di soddisfazione del cliente (indice Net Promoter Score – NPS). • Incontri e workshop con associazioni dei consumatori. • Iniziative di sensibilizzazione in materia di efficienza energetica. • Canali dedicati ad aziende attraverso key-account manager.
Scopo			
• Raccogliere e capire le aspettative, le richieste e i suggerimenti per il miglioramento delle condizioni di lavoro. • Aumentare la consapevolezza e l'informazione sulle procedure aziendali. • Migliorare il tasso di soddisfazione e retention.	• Assicurare rispetto delle politiche e delle prassi di gestione dei fornitori, incluso il Codice Etico e la Politica sui Diritti Umani. • Garantire il rispetto delle condizioni di lavoro e dei diritti dei lavoratori. • Supportare la riconversione delle filiere impattate dalla chiusura delle centrali a carbone.	• Raccogliere e capire le aspettative, le richieste, i suggerimenti, i reclami per il miglioramento delle relazioni con le comunità. • Garantire il rispetto dei diritti umani, in particolare per gruppi vulnerabili, come popolazioni locali, indigene e tribali.	• Raccogliere e capire le aspettative, le richieste, i suggerimenti, i reclami per il miglioramento della qualità del servizio ai clienti. • Gestire eventuali disservizi e situazioni di emergenza. • Aumentare la consapevolezza in materia di efficienza energetica e consumi responsabili. • Garantire il rispetto dei diritti umani per l'accessibilità e la qualità del servizio a clienti vulnerabili.
Gestione dei risultati			
• Rafforzamento dei canali di comunicazione e contrattazione collettiva. • Revisione e miglioramento di processi e procedure aziendali. • Piani d'azione organizzativi e percorsi di sviluppo mirati.	• Piani di miglioramento in materia ESG e di salute e sicurezza. • Piani di decarbonizzazione della filiera. • Piani d'azione per lo sviluppo di iniziative commerciali e/o industriali a livello locale a sostegno delle filiere di fornitori locali e non impattate dalla chiusura delle centrali a carbone.	• Sviluppo di progetti dedicati a sostegno delle comunità (per esempio, povertà energetica, accesso all'energia). • Iniziative dedicate per la protezione dei gruppi vulnerabili, in particolare nei contesti critici e/o nelle aree interessate da conflitti. • Piani d'azione per lo sviluppo di iniziative commerciali e/o industriali a livello locale a sostegno delle comunità impattate dalla chiusura delle centrali a carbone.	• Piani d'azione per il miglioramento della soddisfazione del cliente e del tasso di retention. • Sviluppo di progetti e offerte commerciali dedicate a clienti vulnerabili.

(1) Include fornitori di materie prime, prodotti e componenti, fornitori di commodity energetiche, grossisti, produttori di energie rinnovabili, operatori di sistema, fornitori di lavori (ditte appaltatrici) e servizi, imprese terze adibite a smaltimento.

(2) Include clienti B2B, B2C, B2G e utenti finali.

Comunità finanziaria	Istituzioni[3]	Imprese e associazioni di categoria	Media
• Questionari per indici e rating ESG. • Relazioni con analisti e investitori (road show, incontri dedicati, questionari dedicati, richieste specifiche). • Capital Markets Day, call trimestrali e annuali.	• Consultazioni, workshop pubblici in fase di avvio di nuovi progetti. • Tavoli di confronto nazionali, regionali e locali con le istituzioni per la chiusura delle centrali a carbone. • Partecipazione a consultazioni, gruppi di lavoro e iniziative di advocacy diretta.	• Consultazioni, workshop pubblici. • Partecipazione a consultazioni, gruppi di lavoro e iniziative di advocacy indiretta. • Partecipazione a progetti locali di sviluppo socio-economico, ricerca e protezione ambientale.	• Comunicati stampa. • Interazioni sui canali social (per esempio LinkedIn ecc.). • Monitoraggio dei media.
• Raccogliere aspettative e richieste specifiche per migliorare la trasparenza delle informazioni ESG al mercato.	• Assicurare la compliance ai regolamenti nazionali, europei e internazionali in materia di sostenibilità. • Promuovere lo sviluppo di strumenti e politiche per il piano di decarbonizzazione e adattamento.	• Contribuire allo sviluppo locale di iniziative e progetti a sostegno delle comunità e per la protezione dell'ambiente. • Supportare l'operatività e lo sviluppo del business.	• Migliorare il posizionamento del Gruppo e la percezione del brand. • Monitorare informazioni pubbliche e intercettare eventuali criticità (per esempio controversie).
• Piani d'azione per il miglioramento delle informazioni e disclosure ESG per agenzie di rating e investitori. • Piani d'azione per migliorare le performance ESG.	• Piani d'azione condivisi con le autorità e le istituzioni locali per lo sviluppo di iniziative commerciali e/o industriali a sostegno delle comunità e delle filiere di fornitori locali e non impattate dalla chiusura delle centrali a carbone. • Allineamento della strategia e del piano di sviluppo ai nuovi framework regolatori e normativi.	• Piani d'azione dedicati a livello locale per la protezione dell'ambiente. • Sviluppo di azioni di advocacy indiretta per supportare la strategia e il Piano Strategico del Gruppo.	• Piano di comunicazione dedicato. • Piano di monitoraggio dei canali social e stampa.

(3) Include amministrazioni locali e autorità regolamentari.

Doppia materialità

Il processo

ESRS 2 IRO-1

Al fine di individuare le tematiche ambientali, sociali e di governance (c.d. "questioni di Sostenibilità") rilevanti da comunicare all'interno della Rendicontazione di Sostenibilità, il Gruppo Enel ha svolto un'analisi di doppia materialità, conformemente a quanto richiesto dalla normativa di riferimento.

Il Gruppo continua, inoltre, a integrare la Sostenibilità nella strategia e nel proprio modello di business, al fine di gestire in maniera efficace gli impatti, i rischi e le opportunità ritenuti rilevanti, in base al processo di doppia materialità.

In particolare, nel corso del 2024 il Gruppo Enel ha disegnato e implementato un processo volto a:

- migliorare e rafforzare ulteriormente il processo di analisi della doppia materialità già adottato negli anni precedenti, al fine di rispecchiare pienamente i requisiti introdotti a livello europeo dalla Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD), dagli European Sustainability Reporting Standards (ESRS) e dalle relative linee guida;
- definire gli opportuni controlli sulla base di specifiche procedure amministrative, a garanzia del sistema di controllo interno sul corporate reporting, per i cui dettagli si rimanda a quanto riportato al capitolo "Sistema di gestione dei rischi e di controllo interno sul 'corporate reporting'" (sezione "Governance" del presente documento).

Come previsto dall'ESRS 1 General requirements, il processo di analisi della doppia materialità implementato da Enel, che include anche la catena del valore a monte e a valle, è volto a individuare le questioni di Sostenibilità che soddisfano i criteri definiti per la materialità d'impatto, per la materialità finanziaria o per entrambe. A tal riguardo:

- **la materialità d'impatto** (c.d. "impact materiality") si riferisce alle questioni di Sostenibilità connesse agli impatti rilevanti del Gruppo, negativi o positivi, effettivi o potenziali, sulle persone o sull'ambiente a breve, medio o lungo termine;
- **la materialità finanziaria** (c.d. "financial materiality") riguarda il modo in cui le questioni di Sostenibilità incidono sui risultati finanziari del Gruppo e, in particolare, si focalizza su come i rischi e le opportunità che ne derivano possano influenzare la performance economica nel breve, medio e lungo termine.

In linea con quanto previsto dalla normativa in vigore, il processo di doppia materialità effettuato dal Gruppo Enel si compone di quattro fasi, di seguito riepilogate:

1. **comprensione del contesto;**
2. **identificazione degli IRO e delle relative questioni di Sostenibilità;**
3. **valutazione e determinazione degli IRO materiali; e**
4. **reporting.**

Comprensione del contesto

Al fine di individuare tutte le questioni di Sostenibilità e i relativi IRO da sottoporre al processo di doppia materialità, il Gruppo ha effettuato un'analisi del **contesto interno**, principalmente basata sul Piano Strategico e sulle altre informazioni fornite agli investitori, nonché del **contesto esterno**, anche attraverso l'analisi delle principali pubblicazioni del settore elettrico. In particolare, il Gruppo ha effettuato una macroanalisi del contesto in cui opera, identificando e analizzando le principali tendenze esterne e le principali incertezze relative alla transizione energetica, al panorama competitivo e al contesto stesso, individuando i trend più rilevanti in ambito ESG (c.d. "megatrend").

Il Gruppo ha altresì svolto una **mappatura delle relazioni commerciali chiave**, sulla base di combinazioni specifiche di caratteristiche qualitative e quantitative.

Al fine di comprendere quali stakeholder sono o potrebbero essere interessati dalle operazioni del Gruppo e dalla catena del valore, si è proceduto all'**identificazione dei key affected stakeholder**, attraverso un'attività di stakeholder engagement e una conseguente mappatura e prioritizzazione degli stessi. A tal riguardo, il Gruppo ha definito un processo strutturato di valutazione della rilevanza dell'attività degli stessi, in linea con le disposizioni dell'Accountability AA1000 Stakeholder Engagement Standard (AA1000SES) per i cui risultati si rinvia al paragrafo "Coinvolgimento degli stakeholder".

Identificazione degli IRO e delle relative questioni di Sostenibilità

Con l'obiettivo di identificare le questioni di Sostenibilità potenzialmente materiali, il Gruppo ha seguito il seguente processo:

- predisposizione di un elenco degli IRO considerando sia la lista proposta nell'ESRS 1 sia le questioni aggiuntive specifiche del Gruppo, identificate mediante l'analisi del contesto, il coinvolgimento degli stakeholder e attraverso i processi interni, ivi incluso quello di risk management;
- identificazione degli impatti direttamente causati dal Gruppo, degli impatti cui il Gruppo ha contribuito e di quelli direttamente collegati a operazioni, prodotti e servizi causati da relazioni commerciali;
- definizione dei rischi e delle opportunità associati, sulla base degli impatti individuati, per esempio, rischi o opportunità che nascono da dipendenze ambientali e sociali;
- correlazione degli IRO individuati con i rischi mappati nel Risk Catalogue del Gruppo, al fine di adottare un linguaggio univoco e omogeneo per la rappresentazione dei rischi all'interno del Gruppo.

Valutazione e determinazione degli IRO materiali

L'elenco degli IRO identificati è stato sottoposto alla valutazione degli stakeholder interni ed esterni rilevanti per il Gruppo, con l'obiettivo di determinare gli impatti materiali – mediante la materialità di impatto e i rischi e le opportunità materiali – attraverso la materialità finanziaria.

La specifica metodologia applicata dal Gruppo prevede, per la **materialità d'impatto**, la valutazione della gravità ("severity") degli stessi, a sua volta determinata sulla base delle caratteristiche dell'entità ("scale"), della portata ("scope") e, solo per gli impatti negativi, dell'irreversibilità ("irremediable character").

Per gli impatti potenziali, la gravità è ponderata per la probabilità di accadimento nell'orizzonte temporale di riferimento.

Tali valutazioni, la cui soggettività viene limitata dall'utilizzo di evidenze e/o documentazioni scientifiche e statistiche, ove disponibili, permettono di definire uno score finale per ciascun impatto, sul quale vengono applicate le opportune soglie quali-quantitative, volte alla definizione degli impatti materiali.

Il consolidamento dei risultati dell'analisi di materialità a livello di Gruppo tiene in considerazione eventuali differenze con gli IRO identificati a livello di subsidiary, ove opportuno (approccio misto "top down" e "bottom up").

La metodologia applicata dal Gruppo per l'analisi della **materialità finanziaria** è volta all'individuazione e alla valutazione dei rischi e delle opportunità legati alle questioni di Sostenibilità, le cui informazioni risultano particolarmente rilevanti per i primary user.

I rischi e le opportunità sono valutati in base alla potenziale entità dei loro effetti finanziari ("potential magnitude of financial effect") e alla probabilità che si verifichino ("likelihood of occurrence"), attraverso l'applicazione di soglie oggettive, stabilite considerando il processo di risk management e le assunzioni effettuate nelle policy contabili del Gruppo.

Nel caso in cui una questione di Sostenibilità sia risultata rilevante dal punto di vista della materialità finanziaria, ma, ciò nonostante, non sia stato possibile misurarne in modo attendibile gli effetti finanziari alla data di riferimento del Bilancio, le soglie sono basate su fattori qualitativi e su intervalli di possibili effetti (alto/medio/basso).

Risultati

ESRS SBM-3

Si riportano di seguito i risultati del processo di doppia materialità a livello di Gruppo. L'attività è stata implementata anche nei principali Paesi di presenza del Gruppo, coinvolgendo le società più rilevanti. Laddove siano emerse variazioni significative in termini di impatti, rischi e opportunità rilevanti nei vari Paesi, queste sono state riportate nell'informativa relativa ai temi materiali del Gruppo.

I risultati tengono conto del coinvolgimento degli stakeholder nelle varie fasi del processo, sia per l'analisi del contesto di riferimento sia per la valutazione degli IRO.

In particolare, i risultati dell'**analisi di contesto** confermano che i megatrend ESG più significativi per gli stakeholder rilevanti del Gruppo riguardano:

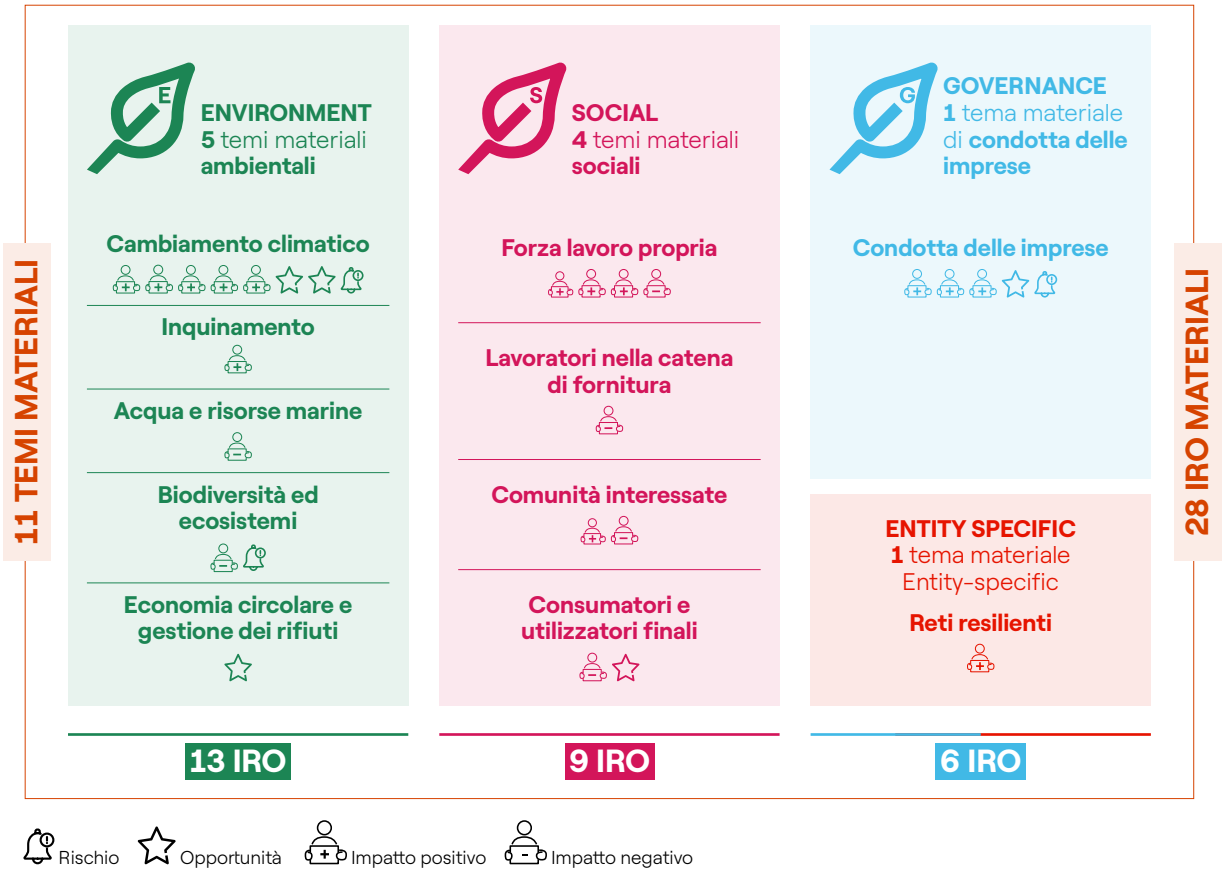
- il cambiamento climatico dovuto al continuo verificarsi e inasprirsi di eventi estremi sottolinea l'urgenza di agire per contrastare l'emergenza ambientale;
- la rivoluzione digitale, accelerata dall'adozione di innovazioni come l'intelligenza artificiale e l'IoT (Internet Of Things), che porta con sé nuove opportunità, ma anche rischi o sfide come, per esempio, la sicurezza informatica, l'accentuata disparità di reddito con conseguente aumento delle disuguaglianze o il maggior consumo di energia dovuto alla diffusione di datacenter;
- l'instabilità geopolitica, con i conseguenti rischi potenziali legati alla stabilità economica ed energetica nonché all'approvvigionamento di materie prime critiche nel contesto globale.

Gli stakeholder rilevanti per il Gruppo (imprese e associazioni di categoria, clienti, comunità finanziaria, istituzioni, comunità interessate, media, forza lavoro propria e fornitori) sono stati quindi coinvolti nel processo di **analisi dei temi ESG con valutazione in termini di priorità**, al fine di identificare le principali questioni di interesse. L'attività ha ricompreso oltre 370 iniziative (survey, focus group, interviste, analisi documentali ecc.), coprendo le principali geografie di presenza del Gruppo. Tra le principali iniziative condotte vi sono: le indagini di soddisfazione dei clienti e dei dipendenti; i questionari delle agenzie di rating di Sostenibilità; i reclami dei clienti; le relazioni con analisti e investitori, con le associazioni di rappresentanza e di categoria; le relazioni istituzionali a livello nazionale e locale; il monitoraggio dei media e le indagini demoscopiche.

Tale analisi ha definito, per il 2024, le seguenti priorità di I livello attribuite dagli stakeholder del Gruppo:

- Cambiamento climatico;
- Lavoratori nella catena di fornitura;
- Acqua e risorse marine;
- Elettrificazione degli usi;
- Reti resilienti.

Inoltre, in linea con le disposizioni dello Standard AA1000SES, è stata condotta un'analisi volta a individuare le categorie prioritarie di stakeholder (c.d. "key affected stakeholder"), che per il 2024 sono i clienti, la comunità finanziaria, le istituzioni, la forza lavoro propria e i fornitori.



Gli stakeholder esterni chiave, unitamente agli stakeholder interni, sono stati coinvolti anche nell'attività di valutazione degli IRO al fine di determinare la lista dei temi ambientali, sociali e di governance, nonché dei temi entity-specific (ossia specifici del settore di appartenenza e rappresentativi dei fatti e delle circostanze in cui il Gruppo opera).

In particolare, sono stati coinvolti oltre 70.000 stakeholder esterni chiave, cui è stata richiesta la valutazione degli IRO in termini di probabilità di accadimento e di significatività, risultata in linea con l'analisi interna.

Dall'individuazione di 28 IRO materiali per il Gruppo, sono stati identificati 11 temi materiali, 23 sottotemi materiali, 21 sotto-sottotemi materiali[29].

I temi materiali emersi dall'analisi condotta coprono tutte le tematiche ESRS della normativa con l'integrazione dei temi specifici relativi alla gestione delle reti di distribuzione, alla trasparenza fiscale e alla trasparenza delle informazioni di corporate governance.

Nello specifico, considerando il settore in cui il Gruppo opera, i temi maggiormente significativi riguardano la gestione del cambiamento climatico in termini sia di mitigazione sia di adattamento, e l'impatto sulla biodiversità e gli ecosistemi circostanti. Relativamente agli aspetti sociali il Gruppo pone particolare attenzione alla gestione della sicurezza dei lavoratori (dipendenti e appaltatori) e alla relazione con i clienti.

Il processo di stakeholder engagement e l'analisi di doppia materialità, aggiornati annualmente, sono oggetto di approfondimento e condivisione con il Comitato per la Corporate Governance e la Sostenibilità, costituito in seno al Consiglio di Amministrazione, in occasione dell'incontro propedeutico sulle linee guida del Piano di Sostenibilità, nonché in occasione della presentazione del parere al Comitato Controllo e Rischi. Inoltre, entrambi i processi sono ricompresi nel giudizio di conformità complessivo che la società di revisione fornisce in merito al Regolamento CSRD.

29. Il tema "trasparenza delle informazioni di corporate governance" si riferisce al sottotema materiale "Altri programmi di compliance".

Di seguito si riportano i temi materiali nel dettaglio.

Temi ESG materiali

ESRS	Tema materiale
E1 – Cambiamenti climatici	Cambiamento climatico
E2 – Inquinamento	Inquinamento
E3 – Acqua e risorse marine	Acqua e risorse marine
E4 – Biodiversità ed ecosistemi	Biodiversità ed ecosistemi
E5 – Uso delle risorse ed economia circolare	Economia circolare e gestione dei rifiuti
S1 – Forza lavoro propria	Forza lavoro propria
S2 – Lavoratori nella catena del valore	Lavoratori nella catena di fornitura
S3 – Comunità interessate	Comunità interessate
S4 – Consumatori e utilizzatori finali	Consumatori e utilizzatori finali
G1 – Condotta delle imprese	Condotta delle imprese
Additional information - Entity-specific	Reti resilienti
Additional information - Entity-specific	Condotta delle imprese

Sottotema materiale	Sotto-sottotema materiale
Mitigazione: riduzione emissioni GES dirette (Scope 1)	-
Mitigazione: riduzione emissioni GES dirette (Scope 1)	Consumo energetico efficiente nelle operazioni aziendali (fonti energetiche fossili)
Mitigazione: riduzione emissioni GES indirette (Scope 2 e Scope 3)	Decarbonizzazione della catena di fornitura
	Incremento della vendita di energia da fonti rinnovabili al cliente finale
Adattamento al cambiamento climatico	-
Adattamento al cambiamento climatico	Adattamento a fenomeni meteorologici estremi
Riduzione delle emissioni GES di servizi e prodotti destinati ai clienti	-
Inquinamento dell'aria	Riduzione di emissioni nell'aria (CO_2 esclusa)
Acque	Prelievi idrici
Fattori di impatto diretto sulla perdita di biodiversità	Cambiamenti di uso di suolo, acqua dolce, mare
Impatti sullo stato della specie	Dimensioni della popolazione di una specie
Rifiuti	Rifiuti non pericolosi da attività operative e di manutenzione (O&M)
Sicurezza dei lavoratori	Gestione e monitoraggio della sicurezza dei lavoratori
	Promozione della cultura della sicurezza tra i lavoratori
Parità di trattamento e di opportunità per tutti	Disabilità
	Diversità di genere
Sviluppo delle persone	Competenze e prestazioni
Condizioni di lavoro dei fornitori	-
Supporto allo sviluppo sociale ed economico delle comunità	-
Accesso all'elettricità	Abbattimento delle barriere economiche all'accesso all'elettricità
Inclusione sociale dei consumatori e/o degli utilizzatori finali	Ottimizzazione di prodotti e servizi per i clienti più vulnerabili
Qualità nel rapporto con i clienti	Relazione efficace ed equa con i clienti
Gestione dei rapporti con i fornitori	Gestione dell'acquisto di attrezzature contenenti materiali critici
Governance e advocacy per l'ambiente	-
Corruzione attiva e passiva	Sistemi a presidio dell'anticorruzione
Gestione operativa delle reti	Manutenzione delle reti
Trasparenza fiscale	-
Altri programmi di compliance	Conformità alle altre leggi e regolamenti

Nella tabella di seguito si riportano gli IRO materiali con le informazioni di dettaglio, tra cui la fase della catena del valore coinvolta nonché l'impatto sul pianeta e sulle persone.

IRO materiali

ESRS	Sottotema materiale	Sotto-sottotema materiale	IRO materiale	Tipologia[1]	Effettivo/ potenziale[2]	Orizzonte temporale	Catena del valore
E1 – Cambiamenti climatici	Adattamento al cambiamento climatico	Adattamento a fenomeni meteorologici estremi	Eventi meteorologici estremi (per esempio cicloni, siccità, inondazioni, tempeste, ondate di calore e incendi) dovuti al cambiamento climatico con conseguenti danni o riduzione dell'efficienza degli impianti di produzione e distribuzione dell'energia e delle infrastrutture di supporto, causandone il declassamento delle capacità, l'interruzione temporanea dell'operatività o l'arresto completo.	Rischio	Potenziale	Medio termine	**OWN OPERATIONS** Generazione di energia Distribuzione di energia Commercializzazione di energia e servizi
		-	Maggiori investimenti pubblici per la resilienza delle infrastrutture per affrontare la mitigazione e la riduzione del rischio fisico climatico e ridurre le interruzioni del servizio.	Opportunità	Potenziale	Medio termine	**OWN OPERATIONS** Generazione di energia Distribuzione di energia
	Mitigazione: riduzione emissioni GES dirette (Scope 1)	-	Nuove politiche, regolamentazioni e misure tempestive ed efficaci delle istituzioni pubbliche, comprese procedure di permitting semplificate, volte ad accelerare la transizione energetica e lo sviluppo delle tecnologie correlate.	Opportunità	Potenziale	Medio termine	**OWN OPERATIONS** Generazione di energia Distribuzione di energia Commercializzazione di energia e servizi
		-	Mitigazione del cambiamento climatico attraverso la riduzione delle emissioni assolute di gas serra derivanti dal phase-out del termoelettrico.	Impatto positivo	Effettivo	Lungo termine	**OWN OPERATIONS** Generazione di energia

(1) Tipologia: Rischio Opportunità Impatto positivo Impatto negativo

(2) Effettivo/potenziale: Effettivo Potenziale

Impatto su pianeta e persone	Rischio/opportunità derivante da dipendenze sociali e naturali e/o da impatti	Gestione IRO	TARGET/PIANO D'AZIONE
–	Rischio derivante da dipendenze da risorse naturali	Il Gruppo adotta le migliori pratiche per il più rapido rientro in operatività, investe per la resilienza e predispone prevenzione manutentiva e politiche interne di gestione del rischio.	Predisposizione di azioni e procedure per la risposta agli eventi avversi e degli investimenti per incrementare la resilienza
–	Opportunità derivante da un impatto positivo di riduzione delle emissioni di gas serra	Enel identifica interventi prioritari per migliorare specifici KPI di performance attraverso la policy Guideline for Network Resilience Enhancement Plan. In Italia questa policy si traduce nel Piano Resilienza, un addendum del Piano di Sviluppo con orizzonte di 3 anni, che e-distribuzione predispone annualmente dal 2017. Anche negli altri Paesi, sia in Europa sia in Sud America, si stanno approfondendo temi analoghi, al fine di predisporre una pianificazione di investimenti ad hoc, considerando le diverse peculiarità territoriali.	Predisposizione del Piano investimenti (per esempio Piano Resilienza Italia)
–	Opportunità derivante da dipendenze da risorse sociali	Il Gruppo massimizza le opportunità grazie a un business integrato incentrato sullo sviluppo delle rinnovabili, sul potenziamento delle reti di distribuzione e sulle vendite retail. Inoltre, il Gruppo si avvale di scenari di transizione per le valutazioni strategiche.	Supervisione attiva e valorizzazione delle opportunità regolatorie e di policy
La riduzione delle emissioni di gas serra grazie alla progressiva dismissione degli impianti termoelettrici contribuisce in modo significativo a mitigare il cambiamento climatico, favorendo un maggiore equilibrio ecosistemico e riducendo i rischi legati agli effetti del riscaldamento globale.	–	Enel è impegnata nel processo di decarbonizzazione attraverso la sostituzione delle fonti di produzione fossili con energie rinnovabili e con un piano di phase-out della generazione di elettricità da fonti termoelettriche.	Riduzione dell'intensità delle emissioni di GES Scope 1 relative alla produzione di energia (gCO_{2eq}/kWh)

ESRS	Sottotema materiale	Sotto-sottotema materiale	IRO materiale	Tipologia[1]	Effettivo/ potenziale[2]	Orizzonte temporale	Catena del valore
E1 – Cambiamenti climatici	Mitigazione: riduzione emissioni GES dirette (Scope 1)	Consumo energetico efficiente nelle operazioni aziendali (fonti energetiche fossili)	Prevenzione e minimizzazione degli impatti climatici attraverso l'uso efficiente e sostenibile delle fonti energetiche fossili nei processi aziendali.			Breve termine	**OWN OPERATIONS** Generazione di energia
	Mitigazione: riduzione emissioni GES indirette (Scope 2 e Scope 3)	Decarbonizzazione della catena di fornitura	Contributo alla riduzione della carbon footprint di Enel tramite una catena di forniture sostenibili.			Medio termine	**UPSTREAM** Acquisizione di forniture, lavori e servizi Acquisto di commodity energetiche
		Incremento della vendita di energia da fonti rinnovabili al cliente finale	Contributo alla riduzione delle emissioni Scope 3 attraverso la vendita di energia rinnovabile.			Breve termine	**UPSTREAM** Acquisizione di commodity energetiche **DOWNSTREAM** Relazione con i clienti retail (B2B, B2C, B2G)
	Riduzione delle emissioni GES di servizi e prodotti destinati ai clienti	-	Accelerazione del processo di elettrificazione dei consumi attraverso l'implementazione di soluzioni e tecnologie per l'elettrificazione delle città (per esempio, smart city e illuminazione pubblica), per le aziende (efficienza energetica, demand response ecc.) e per le persone (per esempio, efficienza energetica delle case e dei condomini).			Breve termine	**DOWNSTREAM** Relazione con i clienti retail (B2B, B2C, B2G)
E2 – Inquinamento	Inquinamento dell'aria	Riduzione di emissioni nell'aria (CO_2 esclusa)	Miglioramento delle condizioni del sito industriale conseguenti alla riduzione delle emissioni inquinanti in atmosfera (diverse da GES) perseguita attraverso programmi di monitoraggio e di miglioramento continuo.			Breve termine	**OWN OPERATIONS** Generazione di energia

(1) Tipologia: Rischio, Opportunità, Impatto positivo, Impatto negativo

(2) Effettivo/potenziale: Effettivo, Potenziale

Impatto su pianeta e persone	Rischio/opportunità derivante da dipendenze sociali e naturali e/o da impatti	Gestione IRO	TARGET/PIANO D'AZIONE
L'utilizzo efficiente e responsabile delle risorse energetiche non rinnovabili nei processi aziendali non solo agevola un passaggio graduale verso fonti più sostenibili, ma favorisce anche l'adozione di pratiche industriali più rispettose degli equilibri ambientali, promuovendo un modello di crescita economica compatibile con la tutela del pianeta.	_	L'impegno della riduzione del consumo di combustibili nel processo di produzione di elettricità è strettamente collegato al processo di phase-out della capacità termoelettrica che il Gruppo sta portando avanti, contribuendo così alla riduzione delle emissioni dirette del processo di produzione.	Riduzione dell'intensità delle emissioni di GES Scope 1 relative alla produzione di energia (gCO_{2eq}/kWh)
Le performance dei fornitori devono allinearsi alle migliori pratiche e agli standard di Sostenibilità, garantendo al contempo i necessari requisiti di qualità. Questo approccio promuove una gestione oculata delle risorse, incoraggiando pratiche a basso impatto ambientale e un modello operativo più sostenibile lungo tutta la catena del valore.	_	Sono stati introdotti criteri premianti nei processi di gara delle forniture principali, che mirano a dimostrare un progressivo miglioramento delle performance ambientali attraverso le relative certificazioni (per esempio EPD, ISO CFP).	Valore dei contratti di fornitura coperto da certificazione Carbon Footprint (EPD, ISO CFP) – %
Fornire ai clienti energia prodotta da fonti rinnovabili permette di ridurre la loro dipendenza da combustibili fossili e, di conseguenza, le emissioni indirette lungo la catena del valore.	_	Enel si impegna a ridurre le emissioni Scope 3 attraverso la vendita di energia rinnovabile al cliente finale, insieme alla riduzione del gap esistente tra produzione propria e vendita al cliente finale.	Riduzione dell'intensità delle emissioni di GES Scope 1 e 3 relative all'Integrated Power (gCO_{2eq}/kWh)
L'elettrificazione dei consumi per favorire una transizione energetica più sostenibile attraverso soluzioni integrate che migliorano l'efficienza dei servizi urbani, aziendali e domestici, garantendo benefici ambientali e sociali.	_	Oltre alla fornitura di elettricità senza emissioni ai clienti finali (con impatto positivo sulle emissioni Scope 2 dei clienti), Enel offre soluzioni tecnologiche per ridurre le emissioni di carbonio legate al loro consumo energetico in un'ampia gamma di settori, tra cui servizi industriali, trasporto elettrico, illuminazione stradale.	Demand response - GW
La riduzione delle emissioni inquinanti non legate ai gas serra, ottenuta grazie a programmi di monitoraggio e miglioramento continuo, contribuisce a migliorare la qualità dell'aria nelle aree industriali e nelle zone circostanti. Questo approccio favorisce un ambiente più salubre, con benefici tangibili per l'ecosistema locale e il benessere delle comunità vicine.	_	La gestione prevede l'implementazione di piani d'azione mirati a: • ridurre le emissioni totali e specifiche dei principali macroinquinanti atmosferici (SO_2, NO_x, polveri e mercurio) attraverso l'attuazione del piano di transizione energetica e, in particolare, il phase-out degli impianti termoelettrici a carbone, cui essi sono principalmente riconducibili; • adottare tecnologie di abbattimento e controllo degli inquinanti atmosferici in linea con le migliori tecnologie disponibili e i più stringenti limiti di emissione previsti nei diversi Paesi.	• Riduzione dell'emissione specifica di SO_2 – % • Riduzione dell'emissione specifica di NO_x – % • Riduzione dell'emissione specifica di polveri – % • Riduzione delle emissioni di mercurio – %

ESRS	Sottotema materiale	Sotto-sottotema materiale	IRO materiale	Tipologia[1]	Effettivo/ potenziale[2]	Orizzonte temporale	Catena del valore
E3 – Acqua e risorse marine	Acque	Prelievi idrici	Depauperamento della quantità o qualità delle acque dolci o marine dovuto a un uso non sostenibile delle risorse idriche nelle attività dirette o indirette (per esempio, prelievi eccessivi rispetto alla capacità di rigenerazione della risorsa o alle esigenze ecosistemiche e socio-economiche, in particolare in aree water stressed, scarichi reflui con un eccessivo carico termico o inquinante).			Breve termine	**OWN OPERATIONS** Generazione di energia
E4 – Biodiversità ed ecosistemi	Fattori di impatto diretto sulla perdita di biodiversità	Cambiamenti di uso di suolo, acqua dolce, mare	Danni all'ambiente e alle comunità locali causati dalla inadeguata prevenzione, mitigazione, ripristino o compensazione degli impatti sulle matrici ambientali, la biodiversità e gli ecosistemi prodotti da attività sotto il controllo operativo del Gruppo (per esempio, trasformazione di habitat e impatto su specie protette e/o aree protette a seguito di attività di costruzione o esercizio di asset).			Medio termine	**OWN OPERATIONS** Generazione di energia Distribuzione di energia
	Impatti sullo stato della specie	Dimensioni della popolazione di una specie	Danni reputazionali, multe e aumento dei costi di realizzazione, gestione e ripristino a causa della perdita di biodiversità e del degrado dei servizi ecosistemici, riduzione dell'accettabilità da parte delle comunità locali a seguito della costruzione o dell'esercizio di impianti di produzione e distribuzione (che causano l'occupazione e la trasformazione del territorio, la frammentazione e il degrado degli habitat naturali, l'impatto sulle comunità locali, sulle aree o sulle specie protette).			Medio termine	**OWN OPERATIONS** Generazione di energia Distribuzione di energia

(1) Tipologia: Rischio Opportunità Impatto positivo Impatto negativo

(2) Effettivo/potenziale: Effettivo Potenziale

Impatto su pianeta e persone	Rischio/opportunità derivante da dipendenze sociali e naturali e/o da impatti	Gestione IRO	TARGET/PIANO D'AZIONE
L'uso non sostenibile delle risorse idriche può compromettere la quantità e la qualità delle acque dolci e marine, causando impatti negativi sull'equilibrio degli ecosistemi, mettendo a rischio la Sostenibilità socio-economica e ambientale.	_	La gestione prevede l'implementazione di piani d'azione mirati a: • ridurre i prelievi e i consumi idrici totali e specifici del Gruppo, e in particolare quelli di acqua dolce, attraverso l'attuazione del piano di transizione energetica e del phase-out degli impianti termoelettrici a carbone, caratterizzati da una significativa impronta idrica; • massimizzare i prelievi idrici da fonti non scarse e i recuperi di acque reflue, sia interne sia fornite da terzi, al fine di ridurre i prelievi e i consumi di acqua dolce, con una particolare attenzione rivolta agli impianti posti in aree water stressed; • garantire la gestione ambientalmente e socialmente sostenibile della risorsa idrica presso tutti i bacini idroelettrici del Gruppo attraverso piani di gestione delle acque condivisi con le autorità di bacino e le comunità locali, mirati a tutelare il buono stato ecologico e chimico delle acque e la protezione degli habitat locali garantendo i deflussi minimi vitali.	Riduzione del prelievo specifico di acqua dolce – %
L'inadeguata gestione degli impatti ambientali può danneggiare gravemente il pianeta, compromettendo la biodiversità, alterando gli ecosistemi e mettendo a rischio habitat naturali, specie protette e le comunità che dipendono dalle risorse naturali per il loro sostentamento.	_	Per ridurre l'impatto sulla biodiversità Enel applica la Mitigation Hierarchy in tutte le fasi di progetto e gestione degli impianti. Partendo dalla scelta del sito di interesse, viene valutata la tipologia di habitat, prioritizzando quelli che non presentano potenziali criticità ambientali e definendo opportuni piani d'azione per la biodiversità, e, dove necessario, includendo anche misure compensative. Per assicurare il raggiungimento di No Net Loss, il Gruppo ha inoltre definito una roadmap con step di avanzamento per misurarne l'implementazione, oltre che criteri di applicazione di Gruppo.	• Raggiungimento No Net Loss per le nuove infrastrutture al 2030 • Raggiungimento No Net Deforestation per le nuove infrastrutture al 2030 • No Go in Aree UNESCO World Heritage Natural Site
_	Rischio derivante da dipendenze da risorse naturali	Per ridurre l'impatto sulla biodiversità Enel applica la Mitigation Hierarchy in tutte le fasi di progetto e gestione degli impianti. Partendo dalla scelta del sito di interesse, viene valutata la tipologia di habitat, prioritizzando quelli che non presentano potenziali criticità ambientali e definendo opportuni piani d'azione per la biodiversità. Per assicurare il raggiungimento di No Net Loss, il Gruppo ha inoltre definito una roadmap con step di avanzamento.	• Raggiungimento No Net Loss per le nuove infrastrutture al 2030 • Raggiungimento No Net Deforestation per le nuove infrastrutture al 2030 • No Go in Aree UNESCO World Heritage Natural Site

ESRS	Sottotema materiale	Sotto-sottotema materiale	IRO materiale	Tipologia[1]	Effettivo/ potenziale[2]	Orizzonte temporale	Catena del valore
E5 – Uso delle risorse ed economia circolare	Rifiuti	Rifiuti non pericolosi da attività operative e di manutenzione (O&M)	Vantaggio reputazionale ed economico legato alla riduzione della produzione e della destinazione a discarica di rifiuti non pericolosi da attività operative dirette e indirette mediante l'ottimizzazione dei processi di trasformazione e di recupero e la promozione di filiere sostenibili di destinazione finale.	Opportunità	Potenziale	Breve termine	**OWN OPERATIONS** Generazione di energia Distribuzione di energia Commercializzazione di energia e servizi
S1 – Forza lavoro propria	Sicurezza dei lavoratori	Gestione e monitoraggio della sicurezza dei lavoratori	Diminuzione del numero di infortuni sul lavoro subiti dai lavoratori (inclusi lavoratori interni Enel e contrattisti), grazie a strumenti adeguati per la gestione e il monitoraggio dei temi di salute e di sicurezza.	Impatto positivo	Potenziale	Medio termine	**UPSTREAM** Acquisizione di forniture, lavori e servizi **OWN OPERATIONS** Generazione di energia Distribuzione di energia Commercializzazione di energia e servizi
		Promozione della cultura della sicurezza tra i lavoratori	Aumento del numero di infortuni subiti da lavoratori (inclusi lavoratori interni Enel e contrattisti) all'interno del Gruppo, dovuto a cultura e procedure di sicurezza inadeguate.	Impatto negativo	Potenziale	Breve termine	**UPSTREAM** Acquisizione di forniture, lavori e servizi **OWN OPERATIONS** Generazione di energia Distribuzione di energia Commercializzazione di energia e servizi
	Sviluppo delle persone	Competenze e prestazioni	Valorizzazione del talento delle persone Enel con l'obiettivo di riconoscere le capacità individuali e supportare la valutazione delle performance.	Impatto positivo	Effettivo	Breve termine	**OWN OPERATIONS** Generazione di energia Distribuzione di energia Commercializzazione di energia e servizi

(1) Tipologia: Rischio, Opportunità, Impatto positivo, Impatto negativo

(2) Effettivo/potenziale: Effettivo, Potenziale

Impatto su pianeta e persone	Rischio/opportunità derivante da dipendenze sociali e naturali e/o da impatti	Gestione IRO	TARGET/PIANO D'AZIONE
–	Opportunità derivante dall'impatto positivo relativo all'impegno del Gruppo a ridurre la produzione di rifiuti	La gestione prevede l'implementazione di piani d'azione mirati a: • ridurre il quantitativo di rifiuti prodotti dalle attività di esercizio e manutenzione attraverso l'attuazione del piano di transizione energetica e, in particolare, il phase-out degli impianti a carbone da cui provengono ceneri, gessi e fanghi e trattamento dei fumi; • evitare la produzione di rifiuti tramite l'ottimizzazione dei processi di valorizzazione di apparecchiature a fine vita provenienti dagli asset in decommissioning/ refurbishment; • minimizzare il quantitativo di rifiuti destinati a discarica promuovendone il recupero, in linea con i princípi della politica ambientale e di quella per la gestione dei rifiuti e gli obiettivi di miglioramento dei sistemi di gestione ambientale ISO 14001; • adottare il principio di responsabilità estesa del produttore alle fasi della value chain, upstream e downstream, relative ai rifiuti prodotti dalle imprese in appalto operanti presso i nostri asset e alle fasi di post consumo delle apparecchiature elettriche installate presso i nostri clienti.	Riduzione del quantitativo totale di rifiuti – %
La riduzione degli infortuni sul lavoro, ottenuta attraverso strumenti efficaci di gestione e monitoraggio della salute e sicurezza, migliora il benessere dei lavoratori e promuove un ambiente di lavoro più protetto e affidabile.	–	In Enel sono presenti processi/strumenti adibiti alla supervisione/controllo e registrazione e monitoraggio di tutti gli infortuni ed eventi nonché i relativi KPI. Tramite tali strumenti è possibile eseguire verifiche sui diversi trend collegati ai fenomeni safety (infortuni, non conformità ecc.) e dei KPI safety più significativi, a livello sia di Linea di Business sia di Paese, con l'obiettivo di indirizzare in maniera puntale le azioni correttive volte a ridurre il rischio infortuni.	Indice di frequenza medio degli infortuni pesati per la loro gravità
Un aumento degli infortuni sul lavoro causato da pratiche e procedure di sicurezza insufficienti compromette la salute e il benessere dei lavoratori, peggiora il clima aziendale all'interno dell'organizzazione.	–	Enel definisce piani di formazione sulla sicurezza con approccio "data driven" con l'obiettivo di aumentare la cultura della sicurezza e quindi il rispetto delle procedure. Enel promuove iniziative di coinvolgimento, sia del personale interno sia di quello delle imprese contrattiste, al fine di aumentare la cultura e la consapevolezza sui temi safety, in ottica di miglioramento continuo così come previsto nei diversi sistemi di gestione.	• % forza lavoro propria coperto da sistema di gestione certificato • Iniziative di coinvolgimento delle imprese contrattiste su temi di salute e sicurezza
Il potenziamento delle competenze dei dipendenti, volto a riconoscere le qualità personali e a supportare la misurazione delle prestazioni, promuove lo sviluppo professionale e favorisce un ambiente lavorativo stimolante.	–	Il Performance Management è un processo globale di valutazione delle performance e strumento chiave a supporto dei meccanismi di rewarding che promuove la valorizzazione dei talenti, attraverso la valutazione degli obiettivi raggiunti, l'aderenza ai valori e comportamenti aziendali. Il processo viene monitorato attraverso la piattaforma aziendale di raccolta e analisi dati. A chiusura di ogni anno si effettua una raccolta di feedback in ottica di miglioramento del processo.	• Performance Management - Persone coinvolte – % • Performance Management - Persone valutate – %

ESRS	Sottotema materiale	Sotto-sottotema materiale	IRO materiale	Tipologia[1]	Effettivo/ potenziale[2]	Orizzonte temporale	Catena del valore
S1 – Forza lavoro propria	Parità di trattamento e di opportunità per tutti	Disabilità, Diversità di genere	Valorizzazione delle diversità (per esempio, inclusione di persone con disabilità, diversità in termini di genere), grazie alle politiche inclusive adottate dal Gruppo.			Breve termine	**OWN OPERATIONS** Generazione di energia Distribuzione di energia Commercializzazione di energia e servizi **DOWNSTREAM** Relazione con i clienti retail (B2B, B2C, B2G) Relazioni con gli utenti finali della distribuzione
S2 – Lavoratori nella catena del valore	Condizioni di lavoro dei fornitori	-	Approvvigionamento di beni e servizi derivanti da attività legate a potenziali violazioni dei diritti umani (per esempio, lavoro non retribuito o non in linea con le condizioni definite da contratto).			Medio termine	**UPSTREAM** Acquisizione di forniture, lavori e servizi Acquisto di commodity energetiche
S3 – Comunità interessate	Accesso all'elettricità	Abbattere le barriere economiche all'accesso all'elettricità	Implementazione di progetti di Sostenibilità per favorire la riduzione della povertà energetica verso le fasce vulnerabili.			Breve termine	**DOWNSTREAM** Relazione con i clienti retail (B2B, B2C, B2G) Relazioni con gli utenti finali della distribuzione

(1) Tipologia:  Rischio  Opportunità  Impatto positivo  Impatto negativo

(2) Effettivo/potenziale:  Effettivo  Potenziale

Impatto su pianeta e persone	Rischio/opportunità derivante da dipendenze sociali e naturali e/o da impatti	Gestione IRO	TARGET/PIANO D'AZIONE
La valorizzazione della diversità e dell'inclusione favorisce il potenziale di ciascun dipendente all'interno di un ambiente lavorativo stimolante.	–	L'impegno di Enel per ridurre il divario di genere passa attraverso iniziative e misure che influenzano tutte le fasi del percorso delle donne all'interno dell'organizzazione: dalla rappresentanza in ingresso, all'empowerment, allo sviluppo in posizioni di responsabilità, alla cura dei diversi momenti rilevanti della vita. I target relativi alle donne manager e middle manager nei piani di successione manageriale rispondono all'obiettivo di assicurare pari opportunità e maggiore rappresentanza delle donne nell'organizzazione, come indicato nella policy DEIB per la dimensione gender e pay equity. L'inclusione delle persone con disabilità è stata curata nel tempo implementando action plan a livello globale e locale e un processo di ascolto continuo dei colleghi. La policy DEIB emessa nel 2024 ha consolidato l'impegno a garantire la piena partecipazione e contribuzione di tutti, dedicando una specifica dimensione per le persone con diverse abilità, neurodivergenti o vulnerabili, prevedendo la disponibilità di processi e ambienti accessibili, strumenti e tecnologie assistive, di costante ascolto e supporto a livello locale.	• Donne manager (inclusi top manager) e middle manager – % • Donne manager (inclusi top manager) – % • Donne middle manager – % • Donne nei piani di successione dei top manager – % • Donne nei piani di successione manageriali – %
Possibile compromissione dei diritti fondamentali dell'uomo con implicazioni sociali ed etiche significative.	–	Ai fornitori Enel chiede non solo di operare nel rispetto delle leggi e delle autorizzazioni applicabili, ma anche di impegnarsi ad adottare le migliori pratiche in termini di governance, etica, diritti umani, salute, sicurezza e ambiente, in linea con la strategia del Gruppo, con i principali codici di condotta (Politica sui Diritti Umani, Codice Etico, Piano Tolleranza Zero alla Corruzione). Inoltre, nell'ambito del processo di due diligence sui diritti umani del Gruppo, viene svolta la valutazione del rischio percepito attraverso cui identificare i cosiddetti temi di diritti umani salienti.	Revisione standard delle clausole contrattuali di Gruppo al fine di incrementare la visibilità della supply-chain (numero Tier N) per ridurre il rischio di potenziali violazioni dei diritti umani
Miglioramento dell'accesso all'energia per le fasce più fragili, con conseguente miglioramento della qualità della vita.	–	Nel processo di elettrificazione Enel contribuisce attivamente a migliorare l'accesso all'energia, collaborando con Governi e istituzioni locali per contrastare la povertà energetica e supportare i clienti in condizioni di vulnerabilità nelle comunità dei Paesi in cui opera, con iniziative dedicate lungo l'intera catena del valore.	Progetti per le comunità – mln di beneficiari

ESRS	Sottotema materiale	Sotto-sottotema materiale	IRO materiale	Tipologia[1]	Effettivo/ potenziale[2]	Orizzonte temporale	Catena del valore
S3 – Comunità interessate	Supporto allo sviluppo sociale ed economico delle comunità	-	Diminuzione dello sviluppo sociale ed economico delle comunità locali a causa della chiusura di impianti di generazione tradizionali.	Impatto negativo	Effettivo	Breve termine	**OWN OPERATIONS** Generazione di energia
S4 – Consumatori e utilizzatori finali	Qualità nel rapporto con i clienti	Relazione efficace ed equa con i clienti	Minori perdite economiche dovute a una buona fidelizzazione e soddisfazione dei clienti.	Opportunità	Potenziale	Medio termine	**DOWNSTREAM** Relazione con i clienti retail (B2B, B2C, B2G)
	Inclusione sociale dei consumatori e/o degli utilizzatori finali	Ottimizzazione di prodotti e servizi per i clienti più vulnerabili	Insufficienti soluzioni dedicate ai clienti vulnerabili (per esempio, promozione di prodotti e servizi accessibili, promozione dello "slow shopping" e di offerte inclusive, assistenza tecnica e commerciale ecc.).	Impatto positivo	Potenziale	Medio termine	**DOWNSTREAM** Relazione con i clienti retail (B2B, B2C, B2G) Relazioni con gli utenti finali della distribuzione
G1 – Condotta delle imprese	Gestione dei rapporti con i fornitori	Gestione dell'acquisto di forniture contenenti materiali critici	Le limitate risorse globali di attrezzature contenenti materiali critici nel settore energetico (litio, cobalto, nichel, platino, germanio e selenio) e di combustibili, concentrate in Paesi con strutture normative e di governance limitate o soggetti a tensioni geopolitiche, possono portare a interruzioni della catena di approvvigionamento e ad aumenti o volatilità dei prezzi di questi materiali.	Rischio	Potenziale	Medio termine	**UPSTREAM** Acquisizione di forniture, lavori e servizi Acquisto di commodity energetiche
	Corruzione attiva e passiva	Sistemi a presidio dell'anticorruzione	Contributo alla sensibilizzazione e alla diffusione dei princípi di integrità ed etica nella condotta aziendale.	Impatto positivo	Potenziale	Breve termine	Tutta la value chain

(1) Tipologia: Rischio, Opportunità, Impatto positivo, Impatto negativo

(2) Effettivo/potenziale: Effettivo, Potenziale

Impatto su pianeta e persone	Rischio/opportunità derivante da dipendenze sociali e naturali e/o da impatti	Gestione IRO	TARGET/PIANO D'AZIONE
La chiusura degli impianti può causare una riduzione dello sviluppo sociale ed economico delle comunità locali con danni al tessuto sociale e potenziali impatti sulle famiglie.	–	Nel percorso di transizione energetica, il Gruppo è impegnato a mantenere il potenziale energetico degli impianti termoelettrici in chiusura, attraverso lo sviluppo di nuovi impianti rinnovabili e sistemi di accumulo energia, funzionali al processo di decarbonizzazione. In tale ambito sono stati identificati come principali stakeholder interessati dal processo di phase-out delle centrali a carbone i soggetti direttamente coinvolti nelle attività Enel, quali per esempio, i fornitori e gli appaltatori, le comunità (per esempio giovani e disoccupati) presenti nelle aree di influenza e il tessuto imprenditoriale locale. Si è quindi intensificato il dialogo con il territorio attraverso tavoli di confronto nazionali, regionali e locali, organizzati con cadenza periodica, con l'obiettivo di identificare approcci condivisi e sistemici per sostenere lo sviluppo industriale locale e garantire il livello occupazionale.	In linea con le politiche aziendali e territoriali e in collaborazione con gli stakeholder locali, il Gruppo Enel si concentrerà su una serie di iniziative in continuità con le azioni già avviate, volte a rafforzare il sostegno allo sviluppo socioeconomico dei territori interessati e a minimizzare gli impatti negativi. • Programmi di formazione per migliorare l'occupabilità, programmi di repurposing dei siti, attraverso lo sviluppo di poli energetici integrati e innovativi anche attraverso la promozione di progetti sviluppati da terzi. • Iniziative sul territorio per valorizzare il patrimonio locale, potenziare l'offerta turistica e promuovere lo sviluppo delle competenze professionali della comunità.
–	Opportunità derivante dall'impatto positivo in cui il Gruppo risponde all'esigenze dei clienti con soluzioni dedicate convenienti e sostenibili.	Con l'obiettivo di fidelizzare e soddisfare i propri clienti retail, Enel si impegna: nella realizzazione di prodotti e servizi sempre più ampia e personalizzata; nel rafforzare la relazione diretta con il cliente anche attraverso maggiore diffusione territoriale dei punti Enel; nella continua revisione delle comunicazioni scritte e verbali con il cliente in ottica di semplificazione.	Reclami commerciali – n./10K clienti
La scarsità di soluzioni dedicate alle fasce vulnerabili potrebbe contribuire ad aumentare le disuguaglianze sociali.	–	Enel lavora per favorire l'accessibilità dei canali fisici, digitali e telefonici, per favorire la divulgazione delle informazioni mirate alla clientela con vulnerabilità, per sviluppare nuovi prodotti e servizi che rispondano alle esigenze di tali clienti.	Nuovi prodotti e servizi inclusivi – n.
–	Rischio derivante da dipendenze da risorse naturali.	Enel si impegna a monitorare il rischio legato all'esposizione verso specifici Paesi nella propria catena di approvvigionamento dei materiali per prevenire potenziali rialzi dei prezzi, ritardi nelle consegne o interruzione nella disponibilità di merci dovuti a instabilità geopolitiche, sia durante il processo di aggiudicazione sia nel corso della gestione dei contratti attivi.	Introduzione di clausole contrattuali specifiche e strumenti di tracciatura e monitoraggio atti a garantire la mappatura della supply chain al fine di monitorarne il rischio geopolitico e ridurre potenziali impatti negativi derivanti da interruzioni della catena di approvvigionamento e da aumenti o volatilità dei prezzi di questi materiali.
Una maggiore diffusione dei princípi etici favorisce un ambiente lavorativo rispettoso.	–	La formazione online su tematiche etiche è estesa a tutti i dipendenti delle società italiane ed estere del Gruppo. I corsi sono di natura mandatory e vengono aggiornati periodicamente in funzione di eventi particolari. Al fine di tracciare l'efficacia dei programmi formativi in materia, Enel monitora su base semestrale i livelli di diffusione e di frequenza dei relativi corsi con report periodici agli organi di controllo.	Formazione sulle tematiche etiche (per esempio, Modello 231, Sistema di Gestione Anticorruzione, Enel Global Compliance Program).

ESRS	Sottotema materiale	Sotto-sottotema materiale	IRO materiale	Tipologia[1]	Effettivo/ potenziale[2]	Orizzonte temporale	Catena del valore
G1 – Condotta delle imprese	Governance e advocacy per l'ambiente	-	Miglioramento delle prestazioni ambientali e climatiche in tutti i siti di presenza del Gruppo attraverso l'adozione di una robusta governance ambientale, garantita da una rete capillare di professionisti HSEQ e da sistemi di gestione ambientale certificati, finalizzata ad adottare tempestivamente gli sviluppi normativi, a partecipare alla loro preparazione, a rispondere alle aspettative degli stakeholder e a promuovere una cultura ambientale tra dipendenti, fornitori e clienti.			Breve termine	NA
Additional information – Entity-specific	Gestione operativa delle reti	Manutenzione delle reti	Potenziale diminuzione dell'affidabilità della rete (QoS - qualità di servizio) di distribuzione dovuta a potenziali ritardi sugli investimenti e a eventi meteorologici estremi.			Breve termine	**OWN OPERATIONS** Distribuzione di energia **DOWNSTREAM** Relazioni con gli utenti finali della distribuzione
Additional information – Entity-specific	Trasparenza fiscale	-	Adozione di una strategia fiscale (insieme di princípi e linee guida basate su valori di trasparenza e legalità) da parte delle società del Gruppo al fine di assicurare una contribuzione fiscale equa, responsabile e trasparente.			Medio termine	NA
	Altri programmi di compliance	Conformità alle altre leggi e regolamenti	Benefíci reputazionali derivanti dalla positiva valutazione da parte del mercato in merito alla trasparenza che la Società assicura nella diffusione di informazioni in materia di corporate governance, in conformità con la normativa vigente e con le best practice nazionali e internazionali.			Medio termine	NA

(1) **Tipologia**: Rischio Opportunità Impatto positivo Impatto negativo

(2) **Effettivo/potenziale**: Effettivo Potenziale

Impatto su pianeta e persone	Rischio/opportunità derivante da dipendenze sociali e naturali e/o da impatti	Gestione IRO	TARGET/PIANO D'AZIONE
La prevenzione e la minimizzazione dei rischi ambientali, attraverso la governance ambientale del Gruppo, rappresenta un vantaggio per l'ecosistema circostante.	_	Enel si è dotata di un modello organizzativo e di governance che garantisce che le tematiche di Sostenibilità, tra cui gli aspetti legati alla natura, siano tenute in adeguata considerazione in tutti i processi decisionali aziendali rilevanti, attraverso la definizione di specifici compiti e responsabilità in capo ai principali organi aziendali.	Il Gruppo garantisce un costante presidio e monitoraggio delle attività a rilevanza ambientale tramite un'organizzazione granulare e armonizzata a livello di strutture centrali, per il coordinamento e l'indirizzo delle attività, e a livello di Paese, per la gestione degli aspetti specifici e operativi nei diversi siti del Gruppo. L'applicazione di Sistemi di Gestione Ambientale (SGA) certificati ISO 14001 è uno dei principali strumenti di implementazione della Politica Ambientale di Gruppo.
Disagi per i clienti causati da interruzioni del servizio fornito.	_	Enel, in tutte le società di distribuzione del Gruppo, ha implementato opportune procedure e strategie volte a incrementare la qualità e la resilienza dell'infrastruttura di distribuzione in termini di: • prevenzione dell'effetto e dell'impatto dei servizi meteorologici avversi sulle reti e impianti elettrici; • incremento della capacità di ripresa del servizio elettrico, mediante la disponibilità di risorse tecniche di differenti Paesi (international task force); • mantenimento nel tempo dell'affidabilità dei componenti di rete attraverso una politica di manutenzione delle reti e dei sistemi di telecontrollo.	SAIDI – min.
L'adozione di una strategia fiscale equa e trasparente promuove una distribuzione più giusta delle risorse economiche a livello sociale, migliorando la fiducia delle comunità locali e degli stakeholder.	_	La strategia fiscale è approvata dal CdA di Enel SpA sin dal 2017, e la sua implementazione è obbligatoria per tutte le società del Gruppo. La sua applicazione è ulteriormente garantita da una apposita policy organizzativa. La strategia fiscale, i suoi princípi e i risultati della loro applicazione sono pubblicati in una sezione dedicata del sito web di Enel oltre che in diversi report aziendali (per esempio il Tax Transparency Report).	Indice di Cooperative Compliance – %
_	Opportunità derivante dall'impatto positivo in cui il Gruppo si impegna a garantire in modo trasparente le best practice di corporate governance.	Il sistema di corporate governance di Enel è conforme ai princípi contenuti nel Codice italiano di Corporate Governance ed è ispirato alle best practice internazionali, alla luce anche delle raccomandazioni dei principali proxy advisor e di primari investitori istituzionali.	Raccomandazioni e best practice: allineamento costante con raccomandazioni e best practice nazionali e internazionali in materia di corporate governance.

Obblighi di informativa degli ESRS oggetto della Rendicontazione di Sostenibilità

ESRS 2 IRO-2

Incorporation by Reference

La tabella seguente riporta l'elenco dei requisiti informativi (c.d. "Disclosure Requirement") coperti tramite riferimento ad altre parti della Relazione sulla Gestione, esterne alla Rendicontazione di Sostenibilità (c.d. approccio dell'"Incorporation by Reference").

Disclosure Requirement Incorporation by Reference

ESRS 2 – Informazioni generali		Paragrafo
GOV-1	Ruolo degli organi di amministrazione, direzione e controllo	• Organi sociali • Sistema di corporate governance e assetto dei poteri di Enel • La governance del cambiamento climatico
GOV-2	Informazioni fornite agli organi di amministrazione, direzione e controllo dell'impresa e questioni di sostenibilità da questi affrontate	• Sistema di corporate governance e assetto dei poteri di Enel
GOV-3	Integrazione delle prestazioni di sostenibilità nei sistemi di incentivazione	• Il sistema di incentivazione
GOV-5	Gestione del rischio e controlli interni sulla Rendicontazione di Sostenibilità	• Sistema di corporate governance e assetto dei poteri di Enel • Sistema di gestione dei rischi e di controllo interno sul "corporate reporting"
SBM-1	Strategia, modello aziendale e catena del valore	• Il modello di business • Il Piano Strategico
SBM-3	Impatti, rischi e opportunità rilevanti e loro interazione con la strategia e il modello aziendale	• Il Piano Strategico
ESRS E1 – Cambiamenti climatici		**Paragrafo**
ESRS 2, GOV-3	Integrazione delle prestazioni in termini di Sostenibilità nei sistemi di incentivazione	• Il sistema di incentivazione
E1-1	Piano di transizione per la mitigazione dei cambiamenti climatici	• Ambizione emissioni zero: il piano di decarbonizzazione per la mitigazione dei cambiamenti climatici • Azioni per la gestione degli impatti, rischi e opportunità legati ai cambiamenti climatici
ESRS 2 SBM-3	Impatti, rischi e opportunità rilevanti e loro interazione con la strategia e il modello aziendale	• Analisi degli scenari e resilienza della strategia • Opportunità e rischi della transizione energetica
ESRS 2 IRO-1	Descrizione dei processi per individuare e valutare gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti legati al clima	• Impatti, rischi e opportunità legati al cambiamento climatico • Analisi degli scenari e resilienza della strategia • Identificazione e gestione dei rischi e delle opportunità
E1-2	Politiche relative alla mitigazione dei cambiamenti climatici e all'adattamento agli stessi	• Politiche relative alla mitigazione e all'adattamento del cambiamento climatico

ESRS E1 – Cambiamenti climatici		Paragrafo
E1-3	Azioni e risorse relative alle politiche in materia di cambiamenti climatici. Metriche e obiettivi	• Il Piano Strategico • Azioni per la gestione degli impatti, rischi e opportunità legati ai cambiamenti climatici
E1-4	Obiettivi relativi alla mitigazione dei cambiamenti climatici e all'adattamento agli stessi	• Azioni per la gestione degli impatti, rischi e opportunità legati ai cambiamenti climatici
E1-5	Consumo di energia e mix energetico	• Consumo di energia e mix energetico
E1-6	Emissioni lorde di GES di ambito 1, 2, 3 ed emissioni totali di GES	• La metodologia di calcolo delle emissioni di gas serra • L'andamento delle emissioni di gas serra nel 2024
ESRS G1 – Condotta delle imprese		**Paragrafo**
ESRS 2 GOV-1	Ruolo degli organi di amministrazione, direzione e controllo	• Organi sociali • Sistema di corporate governance e assetto dei poteri di Enel
ESRS 2 IRO-1	Descrizione dei processi per individuare e valutare gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti legati al clima	• Impatti, rischi e opportunità legati al cambiamento climatico • Analisi degli scenari e resilienza della strategia • Identificazione e gestione dei rischi e delle opportunità
G1-1	Politiche in materia di cultura d'impresa e condotta delle imprese	• Valori e pilastri dell'etica aziendale
G1-3	Prevenzione e individuazione della corruzione attiva e passiva	• Sistema di corporate governance e assetto dei poteri di Enel • Valori e pilastri dell'etica aziendale
G1-5	Influenza politica e attività di lobbying	• Il sistema di advocacy di Enel su politiche climatiche e una transizione energetica giusta

Di seguito vengono riportati invece, sempre in formato tabellare, tutti i requisiti normativi ESRS risultati materiali per il Gruppo e che hanno dunque guidato la preparazione della Rendicontazione di Sostenibilità, a completamento di quelli già rappresentati nella tabella precedente.

ESRS 2 – Informazioni generali		Paragrafo
BP-1	Criteri generali per la redazione delle dichiarazioni sulla Sostenibilità	• Basis for preparation della Rendicontazione di Sostenibilità
BP-2	Informativa in relazione a circostanze specifiche	• Basis for preparation della Rendicontazione di Sostenibilità
GOV-4	Dichiarazione sul dovere di diligenza	• Statement on due diligence
SBM-2	Interessi e opinioni dei portatori di interessi	• Coinvolgimento degli stakeholder
SBM-3	Impatti, rischi e opportunità rilevanti e loro interazione con la strategia e il modello aziendale	• Doppia materialità
IRO-1	Descrizione dei processi per individuare e valutare gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti	• Doppia materialità
IRO-2	Obblighi di informativa degli ESRS oggetto della dichiarazione sulla Sostenibilità dell'impresa	• Obblighi di informativa degli ESRS oggetto della Rendicontazione di Sostenibilità

ESRS E2 – Inquinamento		Paragrafo
ESRS 2 IRO-1	Descrizione dei processi per individuare e valutare gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti legati all'inquinamento	• Processo per individuare e valutare gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti per l'ambiente
E2-1	Politiche relative all'inquinamento	• Politica Ambientale • Politiche relative all'inquinamento
E2-2	Azioni e risorse connesse all'inquinamento	• Inquinamento - Piano d'azione per la gestione degli IRO materiali
E2-3	Obiettivi connessi all'inquinamento	• Obiettivi connessi all'inquinamento dell'aria
E2-4	Inquinamento di aria, acqua e suolo	• Metriche sull'inquinamento dell'aria
E2-6	Effetti finanziari attesi di impatti, rischi e opportunità legati all'inquinamento	• Effetti finanziari attesi di rischio e opportunità rilevanti legate all'inquinamento
ESRS E3 – Acque e risorse marine		**Paragrafo**
ESRS 2 IRO-1	Descrizione dei processi per individuare e valutare gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti legati alle acque e alle risorse marine	• Processo per individuare e valutare gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti per l'ambiente
E3-1	Politiche connesse alle acque e alle risorse marine	• Politica Ambientale • Politiche di gestione delle acque
E3-2	Azioni e risorse connesse alle acque e alle risorse marine	• Acque e risorse marine - Piano d'azione per la gestione degli IRO materiali
E3-3	Obiettivi connessi alle acque e alle risorse marine	• Acque e risorse marine - Obiettivi connessi alle acque
E3-4	Consumo idrico	• Metriche sui prelievi, scarichi e consumo idrico
ESRS E4 – Biodiversità ed ecosistemi		**Paragrafo**
E4-1	Piano di transizione e attenzione alla biodiversità e agli ecosistemi nella strategia e nel modello aziendale	• Politica Ambientale • Piano di transizione e attenzione alla biodiversità e agli ecosistemi nella strategia e nel modello aziendale
ESRS 2 SBM-3	Impatti, rischi e opportunità rilevanti e loro interazione con la strategia e il modello aziendale	• Biodiversità ed ecosistemi - Impatti, rischi e opportunità rilevanti e loro interazione con la strategia e il modello aziendale
ESRS 2 IRO-1	Descrizione dei processi per individuare e valutare gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti connessi alla biodiversità e agli ecosistemi	• Processo per individuare e valutare gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti per l'ambiente • Biodiversità ed ecosistemi - Impatti, rischi e opportunità rilevanti e loro interazione con la strategia e il modello aziendale
E4-2	Politiche relative alla biodiversità e agli ecosistemi	• Politiche di gestione della biodiversità
E4-3	Azioni e risorse relative alla biodiversità e agli ecosistemi	• Azioni e risorse relative alla biodiversità e agli ecosistemi
E4-4	Obiettivi relativi alla biodiversità e agli ecosistemi	• Obiettivi relativi alla biodiversità e agli ecosistemi
E4-5	Metriche d'impatto relative ai cambiamenti della biodiversità e degli ecosistemi	• Metriche d'impatto relative ai cambiamenti della biodiversità e degli ecosistemi
ESRS E5 – Uso delle risorse ed economia circolare		**Paragrafo**
ESRS 2 IRO-1	Descrizione dei processi per individuare e valutare gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti connessi all'uso delle risorse e all'economia circolare	• Politica Ambientale • Processo per individuare e valutare gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti per l'ambiente
E5-1	Politiche relative all'uso delle risorse e all'economia circolare	• Politiche per l'uso delle risorse e l'economia circolare
E5-2	Azioni e risorse relative all'uso delle risorse e all'economia circolare	• Uso delle risorse ed economia circolare - Piano d'azione per la gestione degli IRO materiali
E5-3	Obiettivi relativi all'uso delle risorse e all'economia circolare	• Uso delle risorse ed economia circolare - Obiettivi
E5-5	Flussi di risorse in uscita	• Flussi di risorse in uscita

ESRS S1 – Forza lavoro propria		Paragrafo
ESRS 2 SBM-2	Interessi e opinioni dei portatori di interessi	• Interessi e opinioni dei portatori di interessi
ESRS 2 SBM-3	Impatti, rischi e opportunità rilevanti e loro interazione con la strategia e il modello aziendale	• Forza lavoro propria - La strategia e la gestione per gli IRO materiali • Salute e sicurezza - La strategia e la gestione per gli IRO materiali
S1-1	Politiche relative alla forza lavoro propria	• Politiche per la forza lavoro propria • Politiche di salute e sicurezza
S1-2	Processi di coinvolgimento dei lavoratori propri e dei rappresentanti dei lavoratori in merito agli impatti	• Coinvolgimento della forza lavoro propria e canali di dialogo • Coinvolgimento dei lavoratori sui temi di salute e sicurezza e canali di dialogo
S1-3	Processi per porre rimedio agli impatti negativi e canali che consentono ai lavoratori propri di sollevare preoccupazioni	• Coinvolgimento della forza lavoro propria e canali di dialogo • Coinvolgimento dei lavoratori sui temi di salute e sicurezza e canali di dialogo • Canale Whistleblowing e segnalazioni degli stakeholder
S1-4	Interventi su impatti rilevanti per la forza lavoro propria e approcci per la mitigazione dei rischi rilevanti e il perseguimento di opportunità rilevanti in relazione alla forza lavoro propria, nonché efficacia di tali azioni	• Forza lavoro propria - Action plan e target per la gestione degli IRO rilevanti • Salute e sicurezza - Piano d'azione per la gestione degli IRO rilevanti
S1-5	Obiettivi legati alla gestione degli impatti negativi rilevanti, al potenziamento degli impatti positivi e alla gestione dei rischi e delle opportunità rilevanti	• Forza lavoro propria - Target • Salute e sicurezza - Target
S1-6	Caratteristiche dei dipendenti dell'impresa	• Caratteristiche della forza lavoro
S1-9	Metriche della diversità	• Le metriche della diversità
S1-12	Persone con disabilità	• Le metriche sulle persone con disabilità
S1-13	Metriche di formazione e sviluppo delle competenze	• Le metriche sulla formazione e lo sviluppo delle persone
S1-14	Metriche di salute e sicurezza	• Metriche sulla salute e sicurezza
S1-17	Incidenti, denunce e impatti gravi in materia di diritti umani	• Canale Whistleblowing e segnalazioni degli stakeholder
ESRS S2 – Lavoratori nella catena del valore		**Paragrafo**
ESRS 2 SBM-2	Interessi e opinioni dei portatori di interessi	• La strategia e la gestione per gli IRO materiali
ESRS 2 SBM-3	Impatti, rischi e opportunità rilevanti e loro interazione con la strategia e il modello aziendale	• La strategia e la gestione per gli IRO materiali
S2-1	Politiche connesse ai lavoratori nella catena del valore	• Politiche per i lavoratori nella catena del valore • Politica sui Diritti Umani
S2-2	Processi di coinvolgimento dei lavoratori nella catena del valore in merito agli impatti	• Coinvolgimento e canali di dialogo dei lavoratori della catena del valore
S2-3	Processi per porre rimedio agli impatti negativi e canali che consentono ai lavoratori nella catena del valore di esprimere preoccupazioni	• Coinvolgimento e canali di dialogo dei lavoratori della catena del valore • Canale Whistleblowing e segnalazioni degli stakeholder
S2-4	Interventi su impatti rilevanti per i lavoratori nella catena del valore e approcci per la gestione dei rischi rilevanti e il conseguimento di opportunità rilevanti per i lavoratori nella catena del valore, nonché efficacia di tali azioni	• Action plan per la gestione degli IRO rilevanti

ESRS S3 – Comunità interessate		Paragrafo
ESRS 2 SBM-2	Interessi e opinioni dei portatori di interessi	• La strategia e la gestione per gli IRO materiali
ESRS 2 SBM-3	Impatti, rischi e opportunità rilevanti e loro interazione con la strategia e il modello aziendale	• La strategia e la gestione per gli IRO materiali
S3-1	Politiche relative alle comunità interessate	• Politiche per le comunità interessate • Gestione dei diritti umani
S3-2	Processi di coinvolgimento delle comunità interessate in merito agli impatti	• Coinvolgimento delle comunità interessate e canali di dialogo
S3-3	Processi per porre rimedio agli impatti negativi e canali che consentono alle comunità interessate di esprimere preoccupazioni	• Coinvolgimento delle comunità interessate e canali di dialogo • Canale Whistleblowing e segnalazioni degli stakeholder
S3-4	Interventi su impatti rilevanti sulle comunità interessate e approcci per gestire i rischi rilevanti e conseguire opportunità rilevanti per le comunità interessate, nonché efficacia di tali azioni	• Comunità interessate - Piani d'azione per la gestione degli IRO rilevanti
S3-5	Obiettivi legati alla gestione degli impatti rilevanti negativi, al potenziamento degli impatti positivi e alla gestione dei rischi e delle opportunità rilevanti	• Comunità interessate - Metriche e target
ESRS S4 – Consumatori e utilizzatori finali		**Paragrafo**
ESRS 2 SBM-2	Interessi e opinioni dei portatori di interessi	• La strategia e la gestione per gli IRO materiali
ESRS 2 SBM-3	Impatti, rischi e opportunità rilevanti e loro interazione con la strategia e il modello aziendale	• La strategia e la gestione per gli IRO materiali
S4-1	Politiche connesse ai consumatori e agli utilizzatori finali	• Politiche per i consumatori e utilizzatori finali • Gestione dei diritti umani
S4-2	Processi di coinvolgimento dei consumatori e degli utilizzatori finali in merito agli impatti	• Coinvolgimento e canali di dialogo dei consumatori e utilizzatori finali
S4-3	Processi per porre rimedio agli impatti negativi e canali che consentono ai consumatori e agli utilizzatori finali di esprimere preoccupazioni	• Coinvolgimento e canali di dialogo dei consumatori e utilizzatori finali • Canale Whistleblowing e segnalazioni degli stakeholder
S4-4	Interventi su impatti rilevanti per i consumatori e gli utilizzatori finali e approcci per la mitigazione dei rischi rilevanti e il conseguimento di opportunità rilevanti in relazione ai consumatori e agli utilizzatori finali, nonché efficacia di tali azioni	• Consumatori e utilizzatori finali - Action plan per la gestione degli IRO rilevanti
S4-5	Obiettivi legati alla gestione degli impatti rilevanti negativi, al potenziamento degli impatti positivi e alla gestione dei rischi e delle opportunità rilevanti	• Consumatori e utilizzatori finali - Target
ESRS G1 – Condotta delle imprese		**Paragrafo**
G1-1	Politiche in materia di cultura d'impresa e condotta delle imprese	• Gestione dei diritti umani • Canale Whistleblowing e segnalazioni degli stakeholder • Lotta alla corruzione attiva e passiva
G1-2	Gestione dei rapporti con i fornitori	• Rapporti con i fornitori
G1-3	Prevenzione e individuazione della corruzione attiva e passiva	• Lotta alla corruzione attiva e passiva
G1-4	Casi accertati di corruzione attiva o passiva	• Lotta alla corruzione attiva e passiva
G1-5	Influenza politica e attività di lobbying	• Il sistema di advocacy di Enel su politiche climatiche e una transizione energetica giusta • Influenza politica e attività di lobbying



Elenco degli elementi d'informazione di cui ai princípi trasversali e tematici derivanti da altri atti legislativi dell'UE

ESRS 2 – Appendice B

Disclosure requirement and related datapoint	SFDR reference	Pillar 3 reference	Benchmark Regulation reference	EU Climate Law reference	Reference
ESRS 2 GOV-1 Board's gender diversity paragraph 21 (d)	Indicator number 13 of Table #1 of Annex 1		Commission Delegated Regulation (EU) 2020/1816 (27), Annex II		Forza lavoro propria - Il valore della diversità e disabilità
ESRS 2 GOV-1 Percentage of board members who are independent paragraph 21 (e)			Delegated Regulation (EU) 2020/1816, Annex II		Governance - Organi sociali
ESRS 2 GOV-4 Statement on due diligence paragraph 30	Indicator number 10 Table #3 of Annex 1				Informazioni generali - Statement on due diligence
ESRS 2 SBM-1 Involvement in activities related to fossil fuel activities paragraph 40 (d) i	Indicator number 4 Table #1 of Annex 1	Article 449a Regulation (EU) No 575/2013; Commission Implementing Regulation (EU) 2022/2453 (28) Table 1: Qualitative information on Environmental risk and Table 2: Qualitative information on Social risk	Delegated Regulation (EU) 2020/1816, Annex II		Indicatore non applicabile a Enel.
ESRS 2 SBM-1 Involvement in activities related to chemical production paragraph 40 (d) ii	Indicator number 9 Table #2 of Annex 1		Delegated Regulation (EU) 2020/1816, Annex II		Indicatore non applicabile a Enel.
ESRS 2 SBM-1 Involvement in activities related to controversial weapons paragraph 40 (d) iii	Indicator number 14 Table #1 of Annex 1		Delegated Regulation (EU) 2020/1818 (29), Article 12(1) Delegated Regulation (EU) 2020/1816, Annex II		Indicatore non applicabile a Enel.
ESRS 2 SBM-1 Involvement in activities related to cultivation and production of tobacco paragraph 40 (d) iv			Delegated Regulation (EU) 2020/1818, Article 12(1) Delegated Regulation (EU) 2020/1816, Annex II		Indicatore non applicabile a Enel.
ESRS E1-1 Transition plan to reach climate neutrality by 2050 paragraph 14				Regulation (EU) 2021/1119, Article 2(1)	Cambiamenti climatici - La strategia per fronteggiare i cambiamenti climatici
ESRS E1-1 Undertakings excluded from Paris-aligned Benchmarks paragraph 16 (g)		Article 449a Regulation (EU) No 575/2013; Commission Implementing Regulation (EU) 2022/2453 Template 1: Banking book-Climate Change transition risk: Credit quality of exposures by sector, emissions and residual maturity	Delegated Regulation (EU) 2020/1818, Article12.1 (d) to (g), and Article 12.2		Cambiamenti climatici - La strategia per fronteggiare i cambiamenti climatici

Disclosure requirement and related datapoint	SFDR reference	Pillar 3 reference	Benchmark Regulation reference	EU Climate Law reference	Reference
ESRS E1-4 GHG emission reduction targets paragraph 34	Indicator number 4 Table #2 of Annex 1	Article 449a Regulation (EU) No 575/2013; Commission Implementing Regulation (EU) 2022/2453 Template 3: Banking book – Climate change transition risk: alignment metrics	Delegated Regulation (EU) 2020/1818, Article 6		Cambiamenti climatici - Azioni per la gestione degli impatti, rischi e opportunità legati ai cambiamenti climatici
ESRS E1-5 Energy consumption from fossil sources disaggregated by sources (only high climate impact sectors) paragraph 38	Indicator number 5 Table #1 and Indicator number 5 Table #2 of Annex 1				Cambiamenti climatici - Consumo di energia e mix energetico
ESRS E1-5 Energy consumption and mix paragraph 37	Indicator number 5 Table #1 of Annex 1				Cambiamenti climatici - Consumo di energia e mix energetico
ESRS E1-5 Energy intensity associated with activities in high climate impact sectors paragraphs 40 to 43	Indicator number 6 Table #1 of Annex 1				Cambiamenti climatici - Consumo di energia e mix energetico
ESRS E1-6 Gross Scope 1, 2, 3 and Total GHG emissions paragraph 44	Indicators number 1 and 2 Table #1 of Annex 1	Article 449a; Regulation (EU) No 575/2013; Commission Implementing Regulation (EU) 2022/2453 Template 1: Banking book – Climate change transition risk: Credit quality of exposures by sector, emissions and residual maturity	Delegated Regulation (EU) 2020/1818, Article 5(1), 6 and 8(1)		Cambiamenti climatici - L'andamento delle emissioni di gas serra nel 2024
ESRS E1-6 Gross GHG emissions intensity paragraphs 53 to 55	Indicator number 3 Table #1 of Annex 1	Article 449a Regulation (EU) No 575/2013; Commission Implementing Regulation (EU) 2022/2453 Template 3: Banking book – Climate change transition risk: alignment metrics	Delegated Regulation (EU) 2020/1818, Article 8(1)		Cambiamenti climatici - Le metriche di Enel nella lotta al cambiamento climatico
ESRS E2-4 Amount of each pollutant listed in Annex II of the E-PRTR Regulation (European Pollutant Release and Transfer Register) emitted to air, water and soil, paragraph 28	Indicator number 8 Table #1 of Annex 1 Indicator number 2 Table #2 of Annex 1 Indicator number 1 Table #2 of Annex 1 Indicator number 3 Table #2 of Annex 1				Informazioni ambientali - Metriche sull'inquinamento dell'aria
ESRS E3-1 Water and marine resources paragraph 9	Indicator number 7 Table #2 of Annex 1				Informazioni ambientali - Acque e risorse marine

Disclosure requirement and related datapoint	SFDR reference	Pillar 3 reference	Benchmark Regulation reference	EU Climate Law reference	Reference
ESRS E3-1 Dedicated policy paragraph 13	Indicator number 8 Table 2 of Annex 1				Informazioni ambientali - Acque e risorse marine
ESRS E3-1 Sustainable oceans and seas paragraph 14	Indicator number 12 Table #2 of Annex 1				Informazioni ambientali - Acque e risorse marine
ESRS E3-4 Total water recycled and reused paragraph 28 (c)	Indicator number 6.2 Table #2 of Annex 1				Informazioni ambientali - Metriche sui prelievi, scarichi e consumo idrico
ESRS E3-4 Total water consumption in m^3 per net revenue on own operations paragraph 29	Indicator number 6.1 Table #2 of Annex 1				Informazioni ambientali - Metriche sui prelievi, scarichi e consumo idrico
ESRS 2 - SBM-3 - E4 paragraph 16 (a) i	Indicator number 7 Table #1 of Annex 1				Informazioni ambientali - Biodiversità ed ecosistemi
ESRS 2 - SBM-3 - E4 paragraph 16 (b)	Indicator number 10 Table #2 of Annex 1				Informazioni ambientali - Biodiversità ed ecosistemi - Impatti, rischi e opportunità rilevanti e loro interazione con la strategia e il modello aziendale
ESRS 2 - SBM-3 - E4 paragraph 16 (c)	Indicator number 14 Table #2 of Annex 1				Informazioni ambientali - Biodiversità ed ecosistemi
ESRS E4-2 Sustainable land/agriculture practices or policies paragraph 24 (b)	Indicator number 11 Table #2 of Annex 1				Indicatore non applicabile a Enel.
ESRS E4-2 Sustainable oceans/seas practices or policies paragraph 24 (c)	Indicator number 12 Table #2 of Annex 1				Indicatore non applicabile a Enel.
ESRS E4-2 Policies to address deforestation paragraph 24 (d)	Indicator number 15 Table #2 of Annex 1				Informazioni ambientali - Politiche di gestione della biodiversità
ESRS E5-5 Non-recycled waste paragraph 37 (d)	Indicator number 13 Table #2 of Annex 1				Informazioni ambientali - Flussi di risorse in uscita
ESRS E5-5 Hazardous waste and radioactive waste paragraph 39	Indicator number 9 Table #1 of Annex 1				Informazioni ambientali - Flussi di risorse in uscita
ESRS 2 - SBM-3 - S1 Risk of incidents of forced labor paragraph 14 (f)	Indicator number 13 Table #3 of Annex I				Informazioni sulla governance - Gestione dei diritti umani
ESRS 2 - SBM-3 - S1 Risk of incidents of child labor paragraph 14 (g)	Indicator number 12 Table #3 of Annex I				Informazioni sulla governance - Gestione dei diritti umani

Disclosure requirement and related datapoint	SFDR reference	Pillar 3 reference	Benchmark Regulation reference	EU Climate Law reference	Reference
ESRS S1-1 Human rights policy commitments paragraph 20	Indicator number 9 Table #3 and Indicator number 11 Table #1 of Annex I				Informazioni sulla governance - Gestione dei diritti umani
ESRS S1-1 Due diligence policies on issues addressed by the fundamental International Labor Organization Conventions 1 to 8, paragraph 21			Delegated Regulation (EU) 2020/1816, Annex II		Informazioni sociali - Politiche per la forza lavoro propria
ESRS S1-1 Processes and measures for preventing trafficking in human beings paragraph 22	Indicator number 11 Table #3 of Annex I				Governance - Valori e pilastri dell'etica aziendale - Politica sui Diritti Umani
ESRS S1-1 Workplace accident prevention policy or management system paragraph 23	Indicator number 1 Table #3 of Annex I				Informazioni sociali - Politiche di salute e sicurezza
ESRS S1-3 Grievance/ complaints handling mechanisms paragraph 32 (c)	Indicator number 5 Table #3 of Annex I				Informazioni sulla governance - Canale Whistleblowing e segnalazioni degli stakeholder
ESRS S1-14 Number of fatalities and number and rate of work-related accidents paragraph 88 (b) and (c)	Indicator number 2 Table # of Annex I		Delegated Regulation (EU) 2020/1816, Annex II		Informazioni sociali - Analisi degli indici di sicurezza
ESRS S1-14 Number of days lost to injuries, accidents, fatalities or illness paragraph 88 (e)	Indicator number 3 Table #3 of Annex I				Informazioni sociali - Analisi degli indici di sicurezza
ESRS S1-16 Unadjusted gender pay gap paragraph 97 (a)	Indicator number 12 Table #1 of Annex I		Delegated Regulation (EU) 2020/1816, Annex II		Informazioni sociali - Le metriche di remunerazione
ESRS S1-16 Excessive CEO pay ratio paragraph 97 (b)	Indicator number 8 Table #3 of Annex I				Governance - Il sistema di incentivazione
ESRS S1-17 Incidents of discrimination paragraph 103 (a)	Indicator number 7 Table #3 of Annex I				Informazioni sulla governance - Canale Whistleblowing e segnalazioni degli stakeholder
ESRS S1-17 Non-respect of UNGPs on Business and Human Rights and OECD Guidelines paragraph 104 (a)	Indicator number 10 Table #1 and Indicator number 14 Table #3 of Annex I		Delegated Regulation (EU) 2020/1816, Annex II Delegated Regulation (EU) 2020/1818 Art. 12 (1)		Informazioni sulla governance - Canale Whistleblowing e segnalazioni degli stakeholder
ESRS 2 - SBM-3 – S2 Significant risk of child labor or forced labor in the value chain paragraph 11 (b)	Indicators number 12 and number 13 Table #3 of Annex I				Informazioni sociali - Lavoratori nella catena del valore

Disclosure requirement and related datapoint	SFDR reference	Pillar 3 reference	Benchmark Regulation reference	EU Climate Law reference	Reference
ESRS S2-1 Human rights policy commitments paragraph 17	Indicator number 9 Table #3 and Indicator number 11 Table #1 of Annex 1				Informazioni sociali - Lavoratori nella catena del valore
ESRS S2-1 Policies related to value chain workers paragraph 18	Indicator number 11 and number 4 Table #3 of Annex 1				Informazioni sociali - Lavoratori nella catena del valore
ESRS S2-1 Non-respect of UNGPs on Business and Human Rights principles and OECD guidelines paragraph 19	Indicator number 10 Table #1 of Annex 1		Delegated Regulation (EU) 2020/1816, Annex II Delegated Regulation (EU) 2020/1818, Art 12 (1)		Informazioni sulla governance - Canale Whistleblowing e segnalazioni degli stakeholder
ESRS S2-1 Due diligence policies on issues addressed by the fundamental International Labor Organization Conventions 1 to 8, paragraph 19			Delegated Regulation (EU) 2020/1816, Annex II		Informazioni sulla governance - Canale Whistleblowing e segnalazioni degli stakeholder Informazioni sociali – Lavoratori nella catena del valore
ESRS S2-4 Human rights issues and incidents connected to its upstream and downstream value chain paragraph 36	Indicator number 14 Table #3 of Annex 1				Informazioni sulla governance - Canale Whistleblowing e segnalazioni degli stakeholder
ESRS S3-1 Human rights policy commitments paragraph 16	Indicator number 9 Table #3 of Annex 1 and Indicator number 11 Table #1 of Annex 1				Informazioni sulla governance - Il processo di due diligence di Enel
ESRS S3-1 Non-respect of UNGPs on Business and Human Rights, ILO principles or OECD guidelines paragraph 17	Indicator number 10 Table #1 Annex 1		Delegated Regulation (EU) 2020/1816, Annex II Delegated Regulation (EU) 2020/1818, Art 12 (1)		Informazioni sulla governance - Canale Whistleblowing e segnalazioni degli stakeholder
ESRS S3-4 Human rights issues and incidents paragraph 36	Indicator number 14 Table #3 of Annex 1				Informazioni sulla governance - Canale Whistleblowing e segnalazioni degli stakeholder
ESRS S4-1 Policies related to consumers and end-users paragraph 16	Indicator number 9 Table #3 and Indicator number 11 Table #1 of Annex 1				Informazioni sulla governance - Il processo di due diligence di Enel
ESRS S4-1 Non-respect of UNGPs on Business and Human Rights and OECD guidelines paragraph 17	Indicator number 10 Table #1 of Annex 1		Delegated Regulation (EU) 2020/1816, Annex II Delegated Regulation (EU) 2020/1818, Art 12 (1)		Informazioni sulla governance - Canale Whistleblowing e segnalazioni degli stakeholder
ESRS S4-4 Human rights issues and incidents paragraph 35	Indicator number 14 Table #3 of Annex 1				Informazioni sulla governance - Canale Whistleblowing e segnalazioni degli stakeholder

Disclosure requirement and related datapoint	SFDR reference	Pillar 3 reference	Benchmark Regulation reference	EU Climate Law reference	Reference
ESRS G1-1 United Nations Convention against Corruption paragraph 10 (b)	Indicator number 15 Table #3 of Annex 1				Informazioni sulla governance - Lotta alla corruzione attiva e passiva
ESRS G1-1 Protection of whistleblowers paragraph 10 (d)	Indicator number 6 Table #3 of Annex 1				Informazioni sulla governance - Canale Whistleblowing e segnalazioni degli stakeholder
ESRS G1-4 Fines for violation of anti-corruption and anti-bribery laws paragraph 24 (a)	Indicator number 17 Table #3 of Annex 1		Delegated Regulation (EU) 2020/1816, Annex II)		Informazioni sulla governance - Lotta alla corruzione attiva e passiva
ESRS G1-4 Standards of anti- corruption and anti-bribery paragraph 24 (b)	Indicator number 16 Table #3 of Annex 1				Informazioni sulla governance - Canale Whistleblowing e segnalazioni degli stakeholder

Statement on due diligence

ESRS 2 GOV-4

La tabella seguente fornisce una mappatura delle informazioni fornite nei Bilanci di Sostenibilità del Gruppo sul processo di due diligence di Enel.

PRINCIPALI ELEMENTI DEL PROCESSO DI DUE DILIGENCE	SEZIONI DI RIFERIMENTO DELLA RENDICONTAZIONE DI SOSTENIBILITÀ
a) Integrare la condotta d'impresa responsabile nell'ambito delle politiche e dei sistemi di gestione dell'impresa	Governance - Valori e pilastri dell'etica aziendale Rendicontazione di Sostenibilità – Il processo di due diligence di Enel
b) Coinvolgere gli stakeholder impattati in tutte le fasi del processo di due diligence	Rendicontazione di Sostenibilità – Il processo di due diligence di Enel
c) Individuare e valutare gli impatti	Rendicontazione di Sostenibilità - Il processo di analisi della doppia materialità; I risultati dell'analisi della doppia materialità; Il processo di due diligence di Enel
d) Adottare azioni di mitigazione degli impatti	Rendicontazione di Sostenibilità – Il processo di due diligence di Enel; Comunità interessate
e) Valutare l'efficacia delle azioni e comunicarle	Rendicontazione di Sostenibilità – Il processo di due diligence di Enel; Comunità interessate



Informazioni ambientali

Tassonomia europea

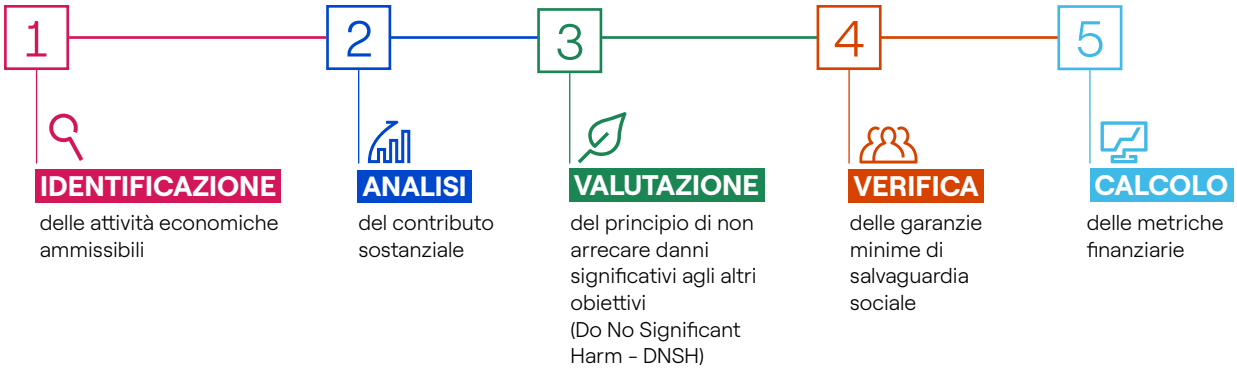
Nel seguente capitolo vengono riportate le informazioni secondo quanto richiesto dall'art. 8 del regolamento sulla tassonomia dell'Unione europea (UE) 2020/852, nel rispetto dei criteri stabiliti anche negli altri atti delegati emanati dalla Commissione Europea e disponibili alla data di pubblicazione della Rendicontazione di Sostenibilità, in particolare:

- Regolamento Delegato (UE) 2021/2139 del 4 giugno 2021 (Atto Delegato sul Clima);
- Regolamento Delegato (UE) 2021/2178 del 6 luglio 2021 (Atto Delegato in Materia di Informativa);
- Regolamento Delegato (UE) 2022/1214 del 9 marzo 2022 (Atto Delegato Complementare sul Clima);
- Regolamento Delegato (UE) 2023/2485 del 27 giugno 2023 che modifica l'Atto Delegato sul Clima;
- Regolamento Delegato (UE) 2023/2486 del 27 giugno 2023 (Atto Delegato Ambientale).

Inoltre, Enel andando oltre gli obblighi di divulgazione previsti dalla tassonomia, ha incluso per il terzo anno consecutivo la percentuale di **allineamento dei Capex** come uno degli indicatori di performance chiave del **Sustainability-Linked Financing Framework** utilizzato per la definizione degli strumenti finanziari sostenibili dell'Azienda. Attraverso questa importante decisione, Enel rafforza il ruolo della tassonomia quale volano per promuovere gli investimenti sostenibili e mostrare come la Sostenibilità possa essere pienamente integrata nell'aspetto finanziario. Enel ha quindi confermato l'obiettivo di allineamento dei Capex alla tassonomia UE maggiore dell'80% per il periodo 2025-2027, secondo il nuovo Piano Strategico presentato durante il Capital Markets Day a novembre 2024 (per maggiori informazioni si rimanda al capitolo "La strategia del Gruppo", paragrafo "Il Piano Strategico 2025-2027" e alla sezione "Cambiamenti climatici", capitolo "La strategia per fronteggiare i cambiamenti climatici").

Il processo di attuazione

Enel ha adottato un processo, articolato in cinque fasi, per analizzare l'applicabilità del regolamento UE della tassonomia lungo l'intera catena del valore e in tutti i Paesi in cui opera.



1. Identificazione delle attività economiche ammissibili

Attraverso tale processo, Enel ha dunque classificato *in primis* tutte le attività economiche lungo la propria catena del valore secondo le seguenti tre categorie previste dal regolamento: **ammissibili-allineate, ammissibili-non allineate, non ammissibili**.

AMMISSIBILE ALLINEATA

Ammissibile-allineata: si riferisce a un'attività economica che soddisfa contemporaneamente le tre condizioni seguenti:

- viene esplicitamente inclusa nel regolamento sulla tassonomia dell'UE per il suo contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici; e
- soddisfa i criteri specifici elaborati dal regolamento UE sulla tassonomia per tale specifico obiettivo ambientale; e
- soddisfa tutti i criteri DNSH e le garanzie minime di salvaguardia.

AMMISSIBILE NON ALLINEATA

Ammissibile-non allineata: si riferisce a un'attività economica che:

- viene esplicitamente inclusa nel regolamento sulla tassonomia dell'UE per il suo contributo sostanziale alla mitigazione o all'adattamento ai cambiamenti climatici; ma
- non soddisfa i criteri specifici sviluppati dal regolamento UE sulla tassonomia per tali specifici obiettivi ambientali; o
- non soddisfa tutti i criteri DNSH e/o le garanzie minime di salvaguardia.

NON AMMISSIBILE

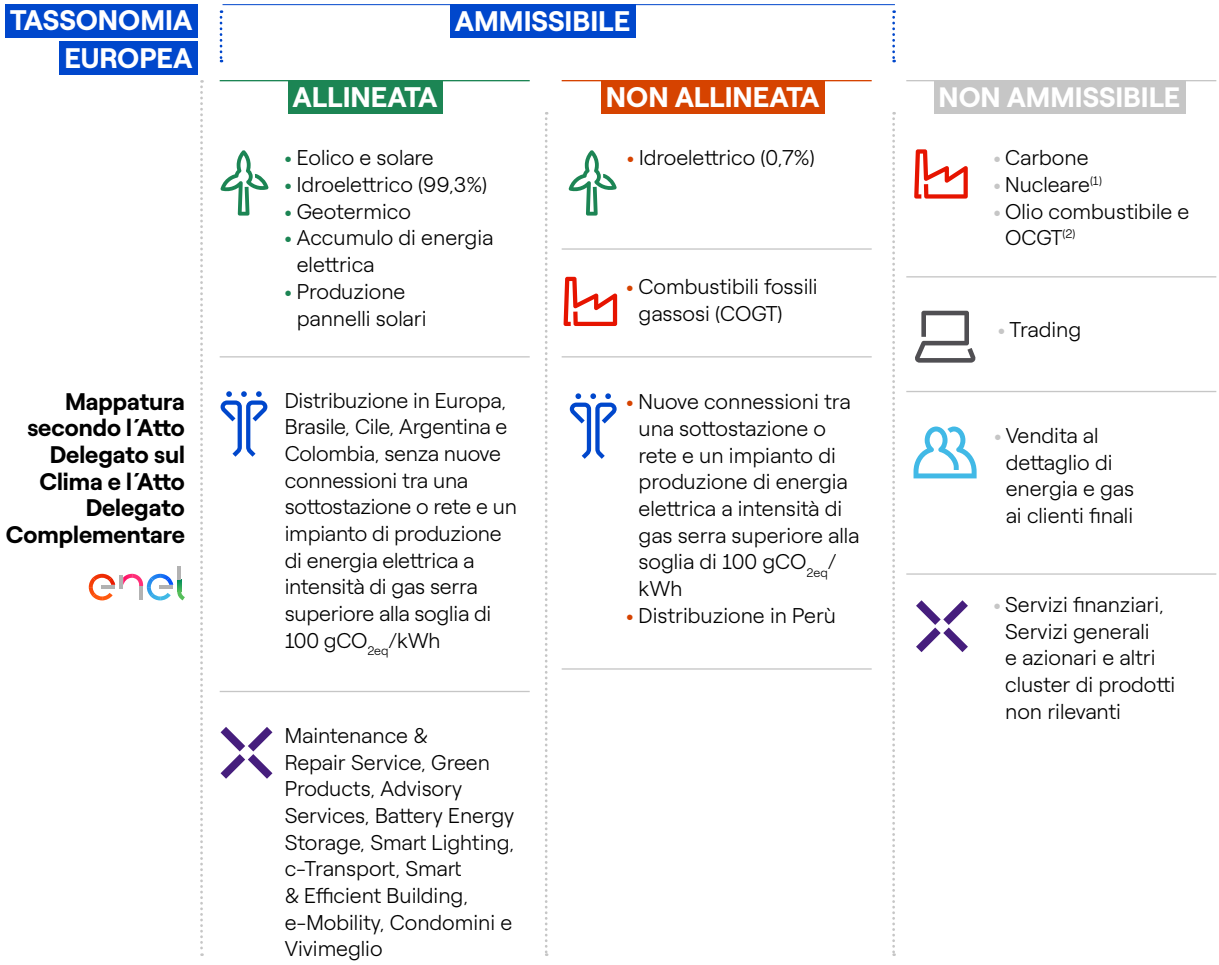
Non ammissibile: si riferisce a un'attività economica che non è stata identificata dalla tassonomia dell'UE come contributore sostanziale alla mitigazione del cambiamento climatico e, quindi, non è stato elaborato alcun criterio. La logica della Commissione europea è che queste attività potrebbero:

- non avere un impatto significativo sulla mitigazione dei cambiamenti climatici o potrebbero essere integrate nel regolamento sulla tassonomia dell'UE in una fase successiva;
- causare un impatto molto significativo sulla mitigazione del cambiamento climatico, quindi non possono essere ammissibili in ogni caso.

In merito alla mappatura effettuata da Enel sono state identificate tutte le attività all'interno del portafoglio del Gruppo che sono incluse nell'Atto Delegato sul Clima, nell'Atto Delegato Complementare e nell'Atto Delegato Ambientale (relativo ai restanti quattro obiettivi). Il processo è stato condotto considerando quindi tutti e sei gli obiettivi, sebbene il Gruppo sia principalmente esposto sugli obiettivi di **mitigazione del cambiamento climatico e adattamento al cambiamento climatico**. A tal proposito risulta importante sottolineare che le attività classificate come ammissibili-allineate dal punto di vista della mitigazione del cambiamento climatico includono anche soluzioni di adattamento (principalmente in fase di disegno e costruzione degli asset) e pertanto risultano anche ammissibili-allineate per questo altro obiettivo.

Per quanto concerne invece i restanti quattro obiettivi, il Gruppo risulta esposto in misura marginale. In particolare, sono stati infatti identificati come ammissibili solo le seguenti attività relative alla protezione e al ripristino della biodiversità e dell'ecosistema e all'economia circolare, anche se entrambe con un impatto marginale in termini di metriche finanziarie: "Vendita di pezzi di ricambio (5.2)" rispetto all'obiettivo ambientale "Economia circolare" e "Conservazione, compreso il ripristino, di habitat, ecosistemi e specie (1.1)" rispetto all'obiettivo ambientale "Biodiversità ed ecosistemi".

Di seguito si riporta, in forma tabellare, la **mappatura delle attività di business di Enel per il contributo all'obiettivo ambientale "mitigazione dei cambiamenti climatici"**.



(1) Il funzionamento del parco nucleare non rientra tra le attività ammissibili considerate dall'Atto Delegato Complementare sulla produzione di energia elettrica dal nucleare.

(2) Comprende sia l'olio combustibile sia il gas (OCGT), poiché non è possibile effettuare la suddivisione tra i due tipi di combustibile. È stato considerato l'olio combustibile come combustibile fossile prevalente e quindi non ammissibile secondo il regolamento UE sulla tassonomia.

Nel corso del 2024 è stata aggiornata l'analisi di ammissibilità delle attività economiche produttive di Enel in linea con il modello di business del Gruppo.

2. Analisi del contributo sostanziale

2.1 Mitigazione dei cambiamenti climatici:

le attività ammissibili individuate nella fase precedente sono state analizzate in dettaglio per verificarne la rispondenza ai criteri tecnici specifici stabiliti relativamente al loro contributo sostanziale alla mitigazione del cambiamento climatico. L'analisi è stata condotta seguendo i criteri presenti nell'Atto Delegato sul Clima e nell'Atto Delegato Complementare, ovvero:

a. **Analisi a livello tecnologico per le attività di generazione di energia**. La soglia di 100 gCO_{2eq}/kWh misurata in base al ciclo di vita è stata rispettata secondo il seguente approccio tecnologico:
   - **carbone e combustibili fossili liquidi**: tecnologia esclusa dalla tassonomia dell'UE;
   - **gas**: in tutte le centrali a gas è stata analizzata la conformità della soglia di 100 gCO_2/kWh stabilita nell'Atto Delegato Complementare, mentre è stato anche verificato il potenziale rispetto dei criteri alternativi stabiliti nell'Atto Delegato per la produzione di energia elettrica da gas;
   - **nucleare**: è stata analizzata l'ammissibilità delle tre diverse attività relative alla produzione di energia elettrica dal nucleare identificate nell'Atto Delega-

to Complementare in base al nostro portafoglio di attività nucleari in Spagna;

- **eolico, solare e accumulo di energia**: sono esenti dalla verifica della soglia di intensità di carbonio in ragione del loro contributo sostanziale alla mitigazione del cambiamento climatico;
- **energia idroelettrica**: la soglia di intensità di carbonio è stata verificata solo nelle centrali la cui densità di potenza è inferiore a 5 W/m^2. Tutte le centrali con densità di potenza superiore a 5 W/m^2, così come gli impianti ad acqua fluente e quelli di pompaggio, sono esenti dalla verifica della soglia;
- **geotermico**: la soglia è stata verificata effettuando valutazioni del ciclo di vita certificate da terze parti indipendenti.

b. **Analisi a livello geografico e di sistema per le attività di distribuzione di energia elettrica**. Il rispetto dei seguenti criteri di screening tecnico è stato analizzato in tutti i Paesi in cui Enel distribuisce energia elettrica:

- il DSO (Distribution System Operator) fa parte del sistema interconnesso europeo; o
- il DSO non europeo appartiene a Paesi con oltre il 67% della nuova capacità di produzione del sistema al di sotto del valore soglia stabilito per la generazione pari a 100 gCO_{2eq}/kWh misurato sulla base del ciclo di vita, nel periodo 2019-2023 (dati messi a disposizione dalle autorità nazionali relativi agli ultimi cinque anni); o
- il fattore medio di emissione della rete DSO non europea è inferiore al valore soglia di 100 gCO_{2eq}/kWh misurato sulla base del ciclo di vita secondo criteri di produzione di energia elettrica, nel periodo 2019-2023.

Le infrastrutture dedicate alla realizzazione di un collegamento diretto o all'ampliamento di un collegamento diretto esistente tra una sottostazione o la rete e un impianto di produzione di energia elettrica che supera la soglia di intensità di emissioni di 100 gCO_{2eq}/kWh misurati sulla base del ciclo di vita sono state identificate ed escluse dalle attività allineate dei DSO.

c. **Analisi a livello di cluster di prodotto per la Linea di Business Enel X**. È stata effettuata un'analisi completa del portafoglio di Enel X, classificando le attività ammissibili nei settori individuati nell'Atto Delegato sul Clima, come le costruzioni e le attività immobiliari, i trasporti, o le attività professionali, scientifiche e tecniche.

2.2 Adattamento ai cambiamenti climatici:

nessuna delle attività svolte dal Gruppo può essere considerata un'attività abilitante per l'adattamento climatico, in quanto non fornisce soluzioni di adattamento ai sensi dell'art. 11, paragrafo 1, lettera b), del regolamento sulla tassonomia; pertanto, nessun ricavo può essere considerato ammissibile per questo obiettivo.

Tuttavia, alcune attività produttive svolte dal Gruppo sono considerate effettivamente adattate in quanto includono soluzioni di adattamento ai sensi dell'art. 11 (1) (a) del regolamento sulla tassonomia. In questo caso, le spese in conto capitale e le spese operative dedicate alle soluzioni di adattamento possono essere considerate rispondenti all'obiettivo di adattamento climatico. Nel caso di Enel, la maggior parte delle soluzioni di adattamento è parte integrante della progettazione o della ristrutturazione di impianti che sono a loro volta allineati all'obiettivo di mitigazione dei cambiamenti climatici, rendendo difficile distinguere le spese in conto capitale/spese operative da ciascuno dei due obiettivi climatici (mitigazione e adattamento). Pertanto, seguendo le linee guida stabilite nella comunicazione della Commissione Europea 2023/305, i dati relativi alle spese in conto capitale e alle spese operative sono stati riportati solo nell'ambito dell'obiettivo di mitigazione dei cambiamenti climatici, in quanto questo è l'obiettivo prevalente per il Gruppo, evitando così ogni potenziale doppio conteggio.

Ulteriori informazioni sull'approccio di Enel all'adattamento climatico sono disponibili nelle sezioni "Cambiamenti climatici" e "Strategia del Gruppo e gestione del rischio" del presente documento.

2.3 Altri obiettivi ambientali:

circa le attività relative alla "Vendita di pezzi di ricambio (5.2)" rispetto all'obiettivo ambientale "Economia circolare" e "Conservazione, compreso il ripristino, di habitat, ecosistemi e specie (1.1)" rispetto all'obiettivo ambientale "Biodiversità ed ecosistemi", considerata la marginalità sia in termini economici sia di impatto sul business aziendale, si è ritenuto di considerare entrambe le attività come ammissibili-non allineate.

3. Valutazione del principio di non arrecare danni significativi agli altri obiettivi (Do No Significant Harm – DNSH)

È stata eseguita un'analisi delle procedure ambientali esistenti per verificare il rispetto dei criteri qualitativi DNSH per ciascuna tecnologia (per le attività di generazione di energia), regione (per l'attività di distribuzione) e livello di cluster di prodotto (per attività della Linea di Business Enel X), adattate ai requisiti specifici previsti per ciascuno dei seguenti obiettivi ambientali:

- **mitigazione dei cambiamenti climatici**: applicabile solo per le attività ammissibili per l'adattamento climatico o per uno qualsiasi degli altri quattro obiettivi. In questo caso, i criteri si considerano soddisfatti in quanto le stesse attività svolte da Enel, che potrebbero contribuire all'adattamento climatico, contribuiscono sicuramente alla mitigazione climatica, ovvero soddisfano i criteri tecnici di screening della mitigazione climatica, che sono equivalenti o più esigenti dei corrispondenti criteri DNSH sulla mitigazione climatica;
- **adattamento ai cambiamenti climatici**: analisi delle procedure globali (comprese le procedure emergenti e di ripristino), valutazione dei rischi fisici climatici e di soluzioni e piani di adattamento in atto che riguardano tutte le attività applicabili dalla generazione e distribuzione di energia ed Enel X;
- **uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine**: analisi delle procedure relative all'acqua, delle autorizzazioni, delle valutazioni di impatto ambientale, dei regolamenti a livello nazionale e dei piani di gestione delle acque, che vedono particolarmente coinvolta la Linea di Business relativa alla generazione di energia;
- **transizione verso un'economia circolare**: analisi dei piani di gestione dei rifiuti, dei requisiti di acquisto e dei progetti e piani di economia circolare che riguardano tutte le attività applicabili dalla generazione e distribuzione di energia elettrica e dai prodotti della Linea di Business Enel X;
- **prevenzione e controllo dell'inquinamento**: analisi delle procedure globali e della regolamentazione nazionale che riguarda tutte le attività applicabili dalla generazione, distribuzione di energia e produzione di pannelli solari. Inoltre, sono state ulteriormente analizzate le sostanze, per la produzione dei pannelli solari, le radiazioni elettromagnetiche per la distribuzione e le emissioni delle attività di generazione di energia per la qualità dell'aria;
- **protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi**: analisi delle procedure globali e della regolamentazione nazionale che copre tutte le attività applicabili dalla generazione e distribuzione di energia.

4. Verifica delle garanzie minime di salvaguardia sociale

Il processo di due diligence sui diritti umani del Gruppo copre l'intero perimetro di Enel e si ispira ai principali standard internazionali di riferimento quali i Princípi Guida su Imprese e Diritti Umani delle Nazioni Unite e le Linee Guida per le Imprese Multinazionali dell'OCSE. Dal 2013 Enel ha adottato una specifica Politica sui Diritti Umani che riflette il suo impegno e che nel 2021 è stata aggiornata per tenere in considerazione l'evoluzione dei framework internazionali di riferimento e dei processi operativi, organizzativi e di gestione. Il contenuto della politica fa riferimento ai diritti umani riconosciuti a livello internazionale – intesi, come minimo, come quelli espressi nella Carta Internazionale dei Diritti Umani e nei princípi relativi ai diritti fondamentali enunciati nelle convenzioni dell'Organizzazione Internazionale del Lavoro alla base della Dichiarazione tripartita sulle imprese multinazionali e la politica sociale.

La tabella seguente illustra l'approccio ai criteri minimi di salvaguardia.

	Criteri minimi di salvaguardia
Diritti umani	• I principali standard internazionali di riferimento cui si ispira l'impegno del Gruppo sono il framework delle Nazioni Unite "Proteggere, Rispettare, Rimediare", delineato nei Princípi Guida su Imprese e Diritti Umani, e le Linee Guida per le Imprese Multinazionali dell'OCSE. L'impegno è riflesso in maniera chiara nella Politica sui Diritti Umani di Gruppo elaborata e adottata già nel 2013 e aggiornata nel 2021. • Il Gruppo si è impegnato a monitorare l'attuazione della politica attraverso uno specifico processo di due diligence[30] definito sulla base delle Linee Guida delle Nazioni Unite e delle Linee Guida di Due Diligence for Responsible Business Conduct dell'OCSE. Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo "Il processo di due diligence di Enel".
Corruzione	• Come si evince dalla Politica sui Diritti Umani, Enel rifiuta la corruzione in tutte le sue forme, dirette e indirette, poiché ritiene che sia uno dei fattori che minano le istituzioni e la democrazia, i valori etici e la giustizia, il benessere e lo sviluppo della società. • A tal fine, Enel ribadisce il proprio impegno a combattere la corruzione attraverso un piano denominato "Piano Tolleranza Zero alla Corruzione", che è uno dei pilastri su cui si fondano il Sistema di Gestione Anticorruzione e il Codice Etico del Gruppo.
Strategia fiscale	• Il Gruppo Enel si è dotato di una strategia fiscale per assicurare una tassazione equa, responsabile e trasparente, con l'obiettivo di garantire una gestione fiscale coerente e uniforme in tutte le entità appartenenti al Gruppo. L'attività di gestione fiscale si basa sugli obiettivi concomitanti di: **1)** corretta e tempestiva determinazione e liquidazione delle imposte dovute per legge ed esecuzione dei connessi adempimenti; **2)** corretta gestione del rischio fiscale, inteso come rischio di incorrere nella violazione di norme tributarie o nell'abuso dei princípi e delle finalità dell'ordinamento tributario. Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo "Trasparenza fiscale".
Competizione leale	• Enel promuove il principio della competizione leale e si astiene da comportamenti collusivi o predatori e da abusi di posizione dominante, come si evince dal nostro Codice Etico del Gruppo.

5. Calcolo delle metriche finanziarie

Le corrispondenti metriche finanziarie sono state associate a ciascuna attività economica secondo la classificazione effettuata nei passaggi 1-4, raccogliendo le informazioni finanziarie rilevanti dal sistema contabile del Gruppo. Si riportano di seguito i criteri e le considerazioni fatte nel corso del processo di calcolo.

- Le tre metriche finanziarie richieste dal regolamento UE sulla tassonomia (fatturato (ricavi), spese in conto capitale (Capex) e spese operative (Opex)) sono state calcolate secondo l'analisi di ammissibilità descritta nella sezione precedente.
- Le informazioni finanziarie sono state raccolte dal sistema di contabilità utilizzato dal Gruppo Enel ovvero dai sistemi gestionali in uso alle Linee di Business aziendali. Tuttavia, alcune deleghe sono state effettuate anche per fornire una rappresentazione più dettagliata dei valori o per escludere alcune attività specifiche dal calcolo complessivo dell'allineamento ammissibile (come la produzione idroelettrica non allineata o l'infrastruttura considerata ammissibile-non allineata tra i sistemi di distribuzione ammissibili-allineati). A titolo esemplificativo si riportano di seguito le proxy utilizzate:
  - **idroelettrico**: le centrali idroelettriche ammissibili-non allineate sono state escluse considerando la loro produzione moltiplicata per il fatturato unitario medio degli anni 2023 e 2024. Tale approccio è stato esteso anche a Capex e Opex;
  - **distribuzione**: per quanto riguarda i Capex, sono state escluse le nuove connessioni tra una sottostazione o rete e un impianto di produzione di energia elettrica con un'intensità di gas serra superiore alla soglia di 100 gCO_{2eq}/kWh considerando la loro potenza (in MW) moltiplicata per il Capex unitario medio (k€/MW) per gli anni 2023 e 2024. Questo approccio è stato esteso anche al fatturato basato sulla durata di vita degli asset.
- I dati finanziari aggregati, presenti nella reportistica sono esposti secondo le attività previste dal regolamento della tassonomia UE e includono le sole partite relative a terze parti.
- Le metriche finanziarie sono state rappresentate considerando tutte le vendite di elettricità e gas come "non ammissibili".

30. Nel contesto dei Princípi Guida su Imprese e Diritti Umani (Princípi 17-21), tale termine si riferisce a un sistema di gestione continua che un'azienda mette in atto in considerazione del settore in cui opera, i contesti operativi, le proprie dimensioni, per assicurarsi di rispettare o di non essere complice di abusi sui diritti umani. Ciò implica "identificare, prevenire, mitigare e rendicontare" effetti negativi potenzialmente causati dall'impresa.

- Ricavi/Capex/Opex assoluti corrispondono ai Ricavi/Capex/Opex (misurati in euro) di ogni specifica attività. La quota dei singoli KPI corrisponde a ogni singola attività economica sul totale Ricavi/Capex del Gruppo (a eccezione degli Opex, il cui totale è riferito solamente alla tipologia di costi richiesti dalla tassonomia UE, ovvero esso comprende i costi diretti non capitalizzati legati a ricerca e sviluppo, misure di ristrutturazione di edifici, locazione a breve termine, manutenzione e riparazione, nonché a qualsiasi altra spesa diretta connessa alla manutenzione quotidiana di immobili, impianti e macchinari, a opera dell'impresa o di terzi cui sono esternalizzate tali mansioni, necessaria per garantire il funzionamento continuo ed efficace di tali attivi).
- I dati relativi a Capex e Opex che possono corrispondere a soluzioni di adattamento – in conformità con l'art. 11, paragrafo 1, lettera a) del regolamento UE sulla tassonomia – in attività aziendali che già contribuiscono alla mitigazione del clima non sono stati allocati all'obiettivo di adattamento climatico, evitando così qualsiasi potenziale doppio conteggio con i dati forniti sull'obiettivo di mitigazione del clima. Inoltre, nessun ricavo è stato considerato ammissibile per l'obiettivo di adattamento climatico, in quanto Enel non fornisce soluzioni di adattamento ai sensi dell'art. 11, paragrafo 1, lettera b) del regolamento UE sulla tassonomia.
- Per le attività minori che contribuiscono all'obiettivo della protezione e ripristino della biodiversità e dell'ecosistema e all'obiettivo dell'economia circolare, è stata riportata una cifra arrotondata a "0" a causa del suo peso marginale rispetto alle cifre finanziarie complessive.

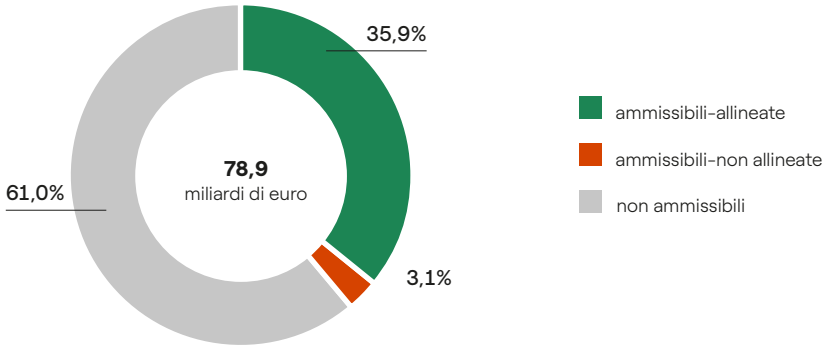


Dichiarazione sull'allineamento del business di Enel alla tassonomia dell'UE

Risultati complessivi

Si riporta di seguito il livello di allineamento delle attività economiche del Gruppo alla tassonomia dell'UE nel corso del 2024, in ragione del loro contributo sostanziale all'obiettivo di mitigazione del cambiamento climatico, nel rispetto del principio di non arrecare danno agli altri obiettivi ambientali (DNSH) e delle garanzie minime di salvaguardia sociale.

FATTURATO "RICAVI" 2024

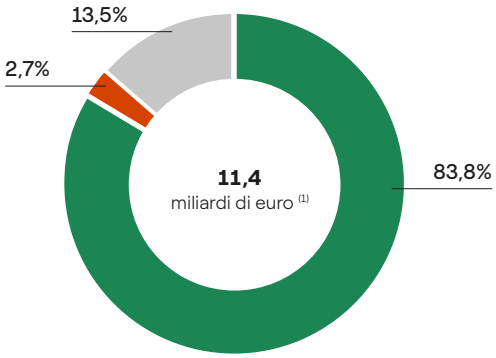


Nel 2024 il **35,9%** dei **ricavi**, pari a 28.317 milioni di euro, è riferito alle attività di business allineate alla tassonomia dell'UE (27,1% pari a 25.909 milioni di euro nel 2023[31]). La variazione è da ricondurre a un incremento delle attività ammissibili di distribuzione e di produzione da energie rinnovabili e a una diminuzione dei ricavi nei settori non ammissibili di retail e trading. Per quanto riguarda le attività ammissibili, la quota principale, pari a 18.264 milioni di euro, si riferisce all'attività di distribuzione di energia elettrica, in aumento di 2.012 milioni di euro rispetto al 2023 principalmente in Italia per la maggiore quantità di energia distribuita e per gli adeguamenti tariffari, e in Spagna per il riconoscimento degli incentivi sulla qualità del servizio relativi ad anni precedenti oltre che alle maggiori quantità di energia elettrica distribuita nel Paese; 9.017 milioni di euro sono riconducibili invece alla produzione di energia da fonti rinnovabili (in aumento di 902 milioni di euro rispetto al 2023), principalmente per maggiore idraulicità e maggiore produzione solare ed eolica, mentre i restanti 1.036 milioni di euro sono afferenti all'offerta di prodotti e servizi per i clienti (in diminuzione di 507 milioni di euro rispetto al 2023 principalmente per un rallentamento sul mercato delle attività legate all'efficientamento energetico e dell'installazione di green product).

Se si considerassero i ricavi comprensivi dei rapporti tra le società del Gruppo, la percentuale di ricavi derivanti dalle attività allineate alla tassonomia UE risulterebbe pari al 43,5% rispetto al 33,7% del 2023, con un incremento di 9,8% punti percentuali. Per ulteriori dettagli circa l'andamento dei ricavi si rimanda alle seguenti note di commento del Bilancio consolidato: nota 8 "Dati economici e patrimoniali per settore", nota 9a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" e nota 9b "Altri proventi".

31. Il dato del 2023 tiene conto di una più puntuale determinazione.

CAPEX 2024

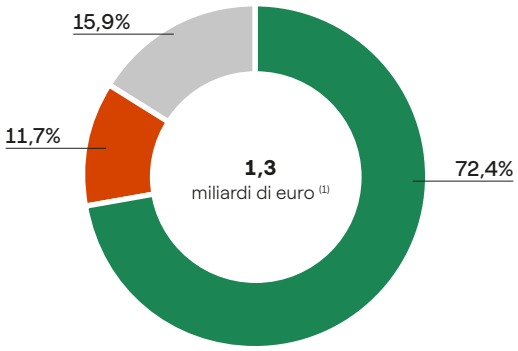


(1) Include anche gli incrementi di attività derivanti dalle operazioni di leasing (per 0,4 miliardi di euro).

Nel 2024 l'**83,8%** della spesa in conto capitale (**Capex**), pari a 9.588 milioni di euro, è riferito alle attività di business allineate alla tassonomia dell'UE. Nello specifico, 6.113 milioni di euro riguardano investimenti sulle reti, in aumento di 611 milioni di euro rispetto al 2023 al fine di garantire l'affidabilità e la qualità del servizio attraverso reti efficienti, resilienti e digitali; 3.211 milioni di euro si riferiscono a investimenti nel settore delle energie rinnovabili, con una riduzione di 2.927 milioni di euro rispetto al 2023 per il sostanziale completamento di alcuni progetti in sistemi di accumulo di energia a batteria – BESS, mentre i restanti 264 milioni di euro sono riconducibili a investimenti relativi a prodotti e servizi per i clienti, in diminuzione di 194 milioni di euro rispetto al 2023 principalmente per il completamento delle attività legate a misure di efficientamento energetico.

La percentuale di Capex allineati alla tassonomia europea nel 2024 risulta in lieve riduzione rispetto al 2023 (84,8% pari a 12.097 milioni di euro nel 2023), principalmente per due fenomeni: i minori investimenti in termini assoluti (in particolare nel settore delle energie rinnovabili per le ragioni sopra esposte) e un lieve aumento nell'incidenza di investimenti in attività non ammissibili rispetto agli investimenti complessivi (in particolare nel settore Retail nell'attività di digitalizzazione dei processi operativi di gestione della clientela). Per ulteriori dettagli circa l'andamento degli investimenti si rimanda alla sezione della Relazione sulla gestione "Le performance del Gruppo", e in particolare al paragrafo "Flussi finanziari – Investimenti".

OPEX 2024



(1) Riferito solamente alla tipologia di costi richiesti dalla tassonomia.

Nel 2024 il **72,4%** delle spese operative (**Opex**), pari a 973 milioni di euro, è riferito alle attività di business allineate alla tassonomia dell'UE (68,2% pari a 837 milioni di euro nel 2023[32]). In particolare, 664 milioni di euro si riferiscono a costi sostenuti sulle reti di distribuzione principalmente per attività di manutenzione (in aumento di 133 milioni di euro rispetto al 2023 per attività di manutenzione correttiva), 305 milioni di euro a costi di manutenzione sostenuti nelle attività di produzione di energia rinnovabile (in aumento di 4 milioni di euro rispetto al 2023 per maggiori costi sulla tecnologia solare in parte compensati da un contenimento dei costi sulla tecnologia idroelettrica) e i restanti 4 milioni di euro sono principalmente relativi a costi operativi sull'offerta di prodotti e servizi per i clienti finali (pressoché in linea con lo scorso anno).

32. Il dato del 2023 tiene conto di una più puntuale determinazione.

Risultati in dettaglio

Le tabelle sotto riportate sono rappresentate secondo quando richiesto nel regolamento UE 852/2020.

Fatturato "Ricavi"[1] in base ai criteri della tassonomia europea

Attività economiche	2024			Criteri per il contributo sostanziale						Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo")								Categoria	
	Codice	Quota di fatturato "Ricavi" 2024	Quota di fatturato "Ricavi" 2024	Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)	Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)	Acqua (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità (BIO)	Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)	Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)	Acqua (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità (BIO)	Garanzie minime di salvaguardia	Quota di fatturato "Ricavi" allineata (A.2) o ammissibile (A.1) o ammissibile (A.2) alla tassonomia, anno 2023[2]	Categoria attività abilitante	Categoria attività di transizione
		Milioni di euro	%	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/ NO	SÌ/ NO	SÌ/ NO	SÌ/ NO	SÌ/ NO	%	A	T
A.1 Attività ecosostenibili (allineate alla tassonomia)																			
Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica	CCM 4.1	1.380	1,7	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,9		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica	CCM 4.3	1.835	2,3	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	1,8		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	CCM 4.5	5.058	6,4	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	5,3		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia geotermica	CCM 4.6	556	0,7	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,4		
Accumulo di energia elettrica	CCM 4.10	188	0,3	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,1	A	
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	CCM 4.9	18.264	23,1	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	17,0	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica	CCM 7.3	659	0,8	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	1,0	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili	CCM 7.6	164	0,2	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,3		
Servizi professionali relativi alla prestazione energetica degli edifici	CCM 9.3	31	0,0	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,0	A	
Trasporto urbano e suburbano, trasporto di passeggeri su strada	CCM 6.3	55	0,1	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,1	A	
Infrastrutture per la mobilità personale	CCM 6.13	127	0,2	SÌ	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	0,2	A	
Fatturato delle attività ecosostenibili (allineate alla tassonomia) (A.1)		**28.317**	**35,9**	**35,9**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**	**SÌ**	**27,1**		
Di cui abilitanti			24,5	24,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	SÌ	18,4	A	
Di cui di transizione			0,0	0,0													0,0		T

Attività economiche	2024			Criteri per il contributo sostanziale						Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo")								Categoria	
	Codice	Quota di fatturato "Ricavi" 2024	Quota di fatturato "Ricavi" 2024	Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)	Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)	Acqua (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità (BIO)	Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)	Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)	Acqua (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità (BIO)	Garanzie minime di salvaguardia	Quota di fatturato "Ricavi" allineata (A.1) o ammissibile (A.2) alla tassonomia, anno 2023[2]	Categoria attività abilitante	Categoria attività di transizione
		Milioni di euro	%	Sì; NO; N/AM	Sì; NO; N/AM	Sì; NO; N/AM	Sì; NO; N/AM	Sì; NO; N/AM	Sì; NO; N/AM	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	%	A	T
A.2 Attività ammissibili alla tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla tassonomia)																			
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	CCM 4.5	24	0,0	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM								0,1		
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica (nuove connessioni a impianti con soglia >100 gCO_{2eq}/kWh)	CCM 4.9	1	0,0	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM								0,9		
Produzione di energia elettrica da combustibili gassosi fossili (CCGT)	CCM 4.29	2.419	3,1	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM								2,9		
Vendita parti di ricambio	CE 5.2	0	0,0	N/AM	N/AM	N/AM	AM	N/AM	N/AM								0,0		
Conservazione, compreso il ripristino, di habitat, ecosistemi e specie	BIO 1.1	0	0,0	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	AM								0,0		
Fatturato delle attività ammissibili alla tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla tassonomia) (A.2)		**2.444**	**3,1**	**310%**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**								**3,9**		
A. Fatturato delle attività ammissibili alla tassonomia (A.1+A.2)		**30.761**	**39,0**	**39,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**								**31,0**		
B. Fatturato delle attività non ammissibili alla tassonomia		**48.186**	**61,0**														**69,0**		
Totale (A + B)		**78.947**	**100,0**														**100,0**		

N/AM – non ammissibile

(1) Nessun dato di fatturato è stato considerato ammissibile per l'obiettivo di adattamento climatico in quanto Enel non fornisce soluzioni di adattamento ai sensi dell'art. 11 (b) del regolamento UE sulla tassonomia.

(2) Il dato del 2023 tiene conto di criteri di una più puntuale determinazione..

Quota di fatturato/fatturato totale

	Allineata alla tassonomia per obiettivo (%)	Ammissibile alla tassonomia per obiettivo (%)
CCM	35,9	39,0
CCA	0,0	0,0
WTR	0,0	0,0
CE	0,0	0,0
PPC	0,0	0,0
BIO	0,0	0,0

Spese in conto capitale (Capex)[1] "Investimenti" in base ai criteri della tassonomia europea

Attività economiche	2024			Criteri per il contributo sostanziale						Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo")								Categoria	
	Codice	Quota di spese in conto capitale (Capex) "investimenti" 2024	Quota di spese in conto capitale (Capex) "investimenti" 2024	Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)	Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)	Acqua (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità (BIO)	Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)	Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)	Acqua (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità (BIO)	Garanzie minime di salvaguardia	Quota delle spese in conto capitale (Capex) "investimenti" allineata (A.1) o ammissibile (A.2) alla tassonomia, anno 2023	Categoria attività abilitante	Categoria attività di transizione
		Milioni di euro	%	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ; NO; N/AM	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/ NO	SÌ/ NO	SÌ/ NO	SÌ/ NO	SÌ/ NO	%	A	T
A.1 Attività ecosostenibili (allineate alla tassonomia)																			
Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica	**CCM 4.1**/ CCA 4.1	1.479	12,9	Si	No	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	17,9		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica	**CCM 4.3**/ CCA 4.3	418	3,7	Si	No	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	8,4		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	**CCM 4.5**/ CCA 4.5	413	3,6	Si	No	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	3,5		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia geotermica	**CCM 4.6**/ CCA 4.6	123	1,1	Si	No	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	1,0		
Accumulo di energia elettrica	**CCM 4.10**/ CCA 4.10	602	5,3	Si	No	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	9,7	A	
Fabbricazione di tecnologie per le energie rinnovabili	**CCM 3.1**/ CCA 3.1	176	1,5	Si	No	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	2,5	A	
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	**CCM 4.9**/ CCA 4.9	6.113	53,5	Si	No	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	38,6	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica	**CCM 7.3**/ CCA 7.3	140	1,2	Si	No	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	1,5	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili	CCM 7.6	23	0,2	Si	No	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	0,8	A	
Servizi professionali relativi alla prestazione energetica degli edifici	CCM 9.3	3	0,0	Si	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	0,0	A	
Trasporto urbano e suburbano, trasporto di passeggeri su strada	**CCM 6.3**/ CCA 6.3	3	0,0	Si	No	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	0,1		
Infrastrutture per la mobilità personale	**CCM 6.13**/ CCA 6.13	95	0,8	Si	No	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	0,8	A	
Capex delle attività ecosostenibili (allineate alla tassonomia) (A.1)		**9.588**	**83,8**	**83,8**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**SI**	**SI**	**SI**	**SI**	**SI**	**SI**	**SI**	**84,8**		
Di cui abilitanti			62,5	62,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	53,9	A	
Di cui di transizione			0,0	0,0													0,0		T

Attività economiche	Codice	2024		Criteri per il contributo sostanziale						Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo")						Garanzie minime di salvaguardia	Quota delle spese in conto capitale (Capex) "investimenti" allineata (A.1) o ammissibile (A.2) alla tassonomia, anno 2023	Categoria	
		Quota di spese in conto capitale (Capex) "investimenti" 2024	Quota di spese in conto capitale (Capex) "investimenti" 2024	Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)	Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)	Acqua (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità (BIO)	Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)	Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)	Acqua (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità (BIO)			Categoria attività abilitante	Categoria attività di transizione
		Milioni di euro	%	Sì; NO; N/AM	Sì; NO; N/AM	Sì; NO; N/AM	Sì; NO; N/AM	Sì; NO; N/AM	Sì; NO; N/AM	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	%	A	T
A.2 Attività ammissibili alla tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla tassonomia)																			
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	**CCM 4.5**/ CCA 4.5	2	0,0	AM	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM								0,0		
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica (nuove connessioni a impianti con soglia >100 gCO_{2eq}/kWh)	**CCM 4.9**/ CCA 4.9	5	0,0	AM	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM								0,9		
Produzione di energia elettrica da combustibili gassosi fossili (CCGT)	**CCM 4.29**/ CCA 4.29	307	2,7	AM	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM								2,0		
Vendita parti di ricambio	CE 5.2	0	0,0	N/AM	N/AM	N/AM	AM	N/AM	N/AM								0,0		
Conservazione, compreso il ripristino, di habitat, ecosistemi e specie	BIO 1.1	0	0,0	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	AM								0,0		
Cogenerazione di calore/freddo ed energia elettrica a partire dalla bioenergia	**CCM 4.20**/ CCA 4.20	0	0,0	AM	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM								0,0		
Capex delle attività ammissibili alla tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla tassonomia) (A.2)		**314**	**2,7**	**2,7**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**								**2,9**		
A. Capex delle attività ammissibili alla tassonomia (A.1+A.2)		**9.902**	**86,5**	**86,5**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**								**87,7**		
B. Capex delle attività non ammissibili alla tassonomia		**1.546**	**13,5**														**12,3**		
Totale (A + B)		**11.448**	**100,0**														**100,0**		

N/AM – non ammissibile

(1) All'obiettivo di adattamento climatico non sono state attribuite spese in conto capitale che potrebbero corrispondere a soluzioni di adattamento – in conformità con l'art. 11 (1) (a) del regolamento UE sulla tassonomia – in attività aziendali che già contribuiscono alla mitigazione del clima, evitando così qualsiasi potenziale doppio conteggio con i dati forniti sull'obiettivo di mitigazione del clima.

Quota di Capex/Capex totale

	Allineata alla tassonomia per obiettivo (%)	Ammissibile alla tassonomia per obiettivo (%)
CCM	83,8	86,5
CCA	0,0	86,3
WTR	0,0	0,0
CE	0,0	0,0
PPC	0,0	0,0
BIO	0,0	0,0

Spese operative (Opex)[1] in base ai criteri della tassonomia europea

Attività economiche	2024			Criteri per il contributo sostanziale						Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo")								Categoria	
	Codice	Quota di spese operative (Opex) 2024	Quota di spese operative (Opex) 2024	Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)	Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)	Acqua (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità (BIO)	Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)	Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)	Acqua (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità (BIO)	Garanzie minime di salvaguardia	Quota di spese operative (Opex) allineata (A.2) o ammissibile (A.2) alla tassonomia, anno 2023[20]	Categoria attività abilitante	Categoria attività di transizione
		Milioni di euro	%	Sì; NO; N/AM	Sì; NO; N/AM	Sì; NO; N/AM	Sì; NO; N/AM	Sì; NO; N/AM	Sì; NO; N/AM	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/ NO	SÌ/ NO	SÌ/ NO	SÌ/ NO	SÌ/ NO	%	A	T
A.1 Attività ecosostenibili (allineate alla tassonomia)																			
Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica	**CCM 4.1**/ CCA 4.1	66	4,9	Si	No	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	4,6		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica	**CCM 4.3**/ CCA 4.3	85	6,3	Si	No	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	7,0		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	**CCM 4.5**/ CCA 4.5	149	11,1	Si	No	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	12,5		
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia geotermica	**CCM 4.6**/ CCA 4.6	5	0,4	Si	No	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	0,4		
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	**CCM 4.9**/ CCA 4.9	664	49,4	Si	No	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	43,3	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di dispositivi per l'efficienza energetica	**CCM 7.3**/ CCA 7.3	1	0,1	Si	No	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	0,1	A	
Installazione, manutenzione e riparazione di tecnologie per le energie rinnovabili	CCM 7.6	1	0,1	Si	No	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	0,1	A	
Servizi professionali relativi alla prestazione energetica degli edifici	CCM 9.3	0	0,0	Si	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	0,0	A	
Trasporto urbano e suburbano, trasporto di passeggeri su strada	**CCM 6.3**/ CCA 6.3	0	0,0	Si	No	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	0,0		
Infrastrutture per la mobilità personale	**CCM 6.13**/ CCA 6.13	2	0,1	Si	No	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	0,2	A	
Opex delle attività ecosostenibili (allineate alla tassonomia) (A.1)		**973**	**72,4**	**72,4**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**SI**	**SI**	**SI**	**SI**	**SI**	**SI**	**SI**	**68,2**		
Di cui abilitanti			49,7	49,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	43,7	A	
Di cui di transizione			0,0	0,0													0,0		T

Attività economiche	2024			Criteri per il contributo sostanziale						Criteri DNSH ("Non arrecare un danno significativo")								Categoria	
	Codice	Quota di spese operative (Opex) 2024	Quota di spese operative (Opex) 2024	Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)	Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)	Acqua (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità (BIO)	Mitigazione dei cambiamenti climatici (CCM)	Adattamento ai cambiamenti climatici (CCA)	Acqua (WTR)	Economia circolare (CE)	Inquinamento (PPC)	Biodiversità (BIO)	Garanzie minime di salvaguardia	Quota di spese operative (Opex) allineata (A.1) o ammissibile (A.2) alla tassonomia, anno 2023[2]	Categoria attività abilitante	Categoria attività di transizione
		Milioni di euro	%	Sì; NO; N/AM	Sì; NO; N/AM	Sì; NO; N/AM	Sì; NO; N/AM	Sì; NO; N/AM	Sì; NO; N/AM	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	SÌ/NO	%	A	T
A.2 Attività ammissibili alla tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla tassonomia)																			
Produzione di energia elettrica a partire dall'energia idroelettrica	**CCM 4.5**/ CCA 4.5	1	0,1	AM	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM								0,1		
Trasmissione e distribuzione di energia elettrica (nuove connessioni a impianti con soglia >100 gCO_{2eq}/kWh)	**CCM 4.9**/ CCA 4.9	0	0,0	AM	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM								0,8		
Produzione di energia elettrica da combustibili gassosi fossili (CCGT)	**CCM 4.29**/ CCA 4.29	156	11,6	AM	AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM								10,9		
Vendita parti di ricambio	CE 5.2	0	0,0	N/AM	N/AM	N/AM	AM	N/AM	N/AM								0,0		
Conservazione, compreso il ripristino, di habitat, ecosistemi e specie	BIO 1.1	0	0,0	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	N/AM	AM								0,0		
Opex delle attività ammissibili alla tassonomia ma non ecosostenibili (attività non allineate alla tassonomia) (A.2)		**157**	**11,7**	**11,7**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**								**11,8**		
A. Opex delle attività ammissibili alla tassonomia (A.1+A.2)		**1.130**	**84,1**	**84,1**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**								**80,0**		
B. Opex delle attività non ammissibili alla tassonomia		**213**	**15,9**														**20,0**		
Totale (A + B)		**1.343**	**100,0**														**100,0**		

N/AM – non ammissibile

(1) All'obiettivo di adattamento climatico non sono state attribuite spese in conto capitale che potrebbero corrispondere a soluzioni di adattamento – in conformità con l'art. 11 (1) (a) del regolamento UE sulla tassonomia – in attività aziendali che già contribuiscono alla mitigazione del clima, evitando così qualsiasi potenziale doppio conteggio con i dati forniti sull'obiettivo di mitigazione del clima.

(2) Il dato del 2023 tiene conto di una più puntuale determinazione.

Quota di Opex/Opex totale

	Allineata alla tassonomia per obiettivo (%)	Ammissibile alla tassonomia per obiettivo (%)
CCM	72,4	84,1
CCA	0,0	84,0
WTR	0,0	0,0
CE	0,0	0,0
PPC	0,0	0,0
BIO	0,0	0,0

Ulteriori informazioni sulla produzione di energia elettrica da attività nei settori del nucleare e del gas

I seguenti dati sono riportati in conformità al Regolamento Delegato della Commissione (UE) 2022/1214 del 9 marzo 2022, che modifica il Regolamento Delegato (UE) 2021/2139 riguardo alle attività economiche in determinati settori energetici e il Regolamento Delegato (UE) 2021/2178 riguardo alle informazioni pubbliche specifiche per tali attività economiche.

Modello 1 – Attività legate al nucleare e ai gas fossili

Attività connesse all'energia nucleare		
1	L'impresa svolge, finanzia o ha esposizioni verso la ricerca, lo sviluppo, la dimostrazione e la realizzazione di impianti innovativi per la generazione di energia elettrica che producono energia a partire da processi nucleari con una quantità minima di rifiuti del ciclo del combustibile.	No
2	L'impresa svolge, finanzia o ha esposizioni verso la costruzione e l'esercizio sicuro di nuovi impianti nucleari per la generazione di energia elettrica o calore di processo, anche a fini di teleriscaldamento o per processi industriali quali la produzione di idrogeno, e miglioramenti della loro sicurezza, con l'ausilio delle migliori tecnologie disponibili.	No
3	L'impresa svolge, finanzia o ha esposizioni verso l'esercizio sicuro di impianti nucleari esistenti che generano energia elettrica o calore di processo, anche per il teleriscaldamento o per processi industriali quali la produzione di idrogeno a partire da energia nucleare, e miglioramenti della loro sicurezza.	Sì
Attività legate ai gas fossili		
4	L'impresa svolge, finanzia o ha esposizioni verso la costruzione o la gestione di impianti per la produzione di energia elettrica che utilizzano combustibili gassosi fossili.	Sì
5	L'impresa svolge, finanzia o ha esposizioni verso la costruzione, la riqualificazione e la gestione di impianti di generazione combinata di calore/freddo ed energia elettrica che utilizzano combustibili gassosi fossili.	No
6	L'impresa svolge, finanzia o ha esposizioni verso la costruzione, la riqualificazione e la gestione di impianti di generazione di calore che producono calore/freddo utilizzando combustibili gassosi fossili.	No

Come indicato nella tabella precedente, le uniche attività applicabili per Enel riguardano l'esercizio in sicurezza degli impianti nucleari esistenti e l'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica che utilizzano combustibili fossili gassosi. La prima attività è al 100% non ammissibile, mentre la seconda è al 100% ammissibile-non allineata. Di conseguenza, le tabelle seguenti si riferiscono ai modelli numero 4 e 5 inclusi nell'Atto Delegato Complementare nella sezione degli allegati. I restanti modelli inclusi in tale Atto Delegato (Modello 2 e 3) non sono applicabili al modello di business di Enel in quanto tali attività non sono considerate ammissibili-allineate. Inoltre, le informazioni si riferiscono esclusivamente all'obiettivo di mitigazione dei cambiamenti climatici, dato che l'obiettivo di mitigazione del cambiamento climatico risulta essere quello prevalente per il Gruppo.

Modello 4 – Attività economiche ammissibili alla tassonomia ma non allineate alla tassonomia

FATTURATO "RICAVI"

Attività economiche	Mitigazione dei cambiamenti climatici	
	Importo in milioni di euro	%
Importo e quota dell'attività economica ammissibile alla tassonomia ma non allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.29 degli allegati I e II del Regolamento Delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile	2.419	3,1
Importo e quota di altre attività economiche ammissibili alla tassonomia ma non allineate alla tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al denominatore del KPI applicabile	25	0,0
Importo e quota totali delle attività economiche ammissibili alla tassonomia ma non allineate alla tassonomia al denominatore del KPI applicabile	**2.444**	**3,1**

CAPEX

Attività economiche	Mitigazione dei cambiamenti climatici	
	Importo in milioni di euro	%
Importo e quota dell'attività economica ammissibile alla tassonomia ma non allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.29 degli allegati I e II del Regolamento Delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile	307	2,7
Importo e quota di altre attività economiche ammissibili alla tassonomia ma non allineate alla tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al denominatore del KPI applicabile	7	0,0
Importo e quota totali delle attività economiche ammissibili alla tassonomia ma non allineate alla tassonomia al denominatore del KPI applicabile	**314**	**2,7**

OPEX

Attività economiche	Mitigazione dei cambiamenti climatici	
	Importo in milioni di euro	%
Importo e quota dell'attività economica ammissibile alla tassonomia ma non allineata alla tassonomia di cui alla sezione 4.29 degli allegati I e II del Regolamento Delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile	156	11,6
Importo e quota di altre attività economiche ammissibili alla tassonomia ma non allineate alla tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al denominatore del KPI applicabile	1	0,1
Importo e quota totali delle attività economiche ammissibili alla tassonomia ma non allineate alla tassonomia al denominatore del KPI applicabile	**157**	**11,7**

Modello 5 – Attività economiche non ammissibili alla tassonomia

FATTURATO "RICAVI"

Attività economiche	Mitigazione dei cambiamenti climatici	
	Importo in milioni di euro	%
Importo e quota dell'attività economica di cui alla riga 3 del modello 1 che non è ammissibile alla tassonomia conformemente alla sezione 4.28 degli allegati I e II del Regolamento Delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile	1.316	1,7
Importo e quota di altre attività economiche non ammissibili alla tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al denominatore del KPI applicabile	46.870	59,3
Importo e quota totali delle attività economiche non ammissibili alla tassonomia al denominatore del KPI applicabile	**48.186**	**61,0**

CAPEX

Attività economiche	Mitigazione dei cambiamenti climatici	
	Importo in milioni di euro	%
Importo e quota dell'attività economica di cui alla riga 3 del modello 1 che non è ammissibile alla tassonomia conformemente alla sezione 4.28 degli allegati I e II del Regolamento Delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile	174	1,5
Importo e quota di altre attività economiche non ammissibili alla tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al denominatore del KPI applicabile	1.372	12,0
Importo e quota totali delle attività economiche non ammissibili alla tassonomia al denominatore del KPI applicabile	**1.546**	**13,5**

OPEX

Attività economiche	Mitigazione dei cambiamenti climatici	
	Importo in milioni di euro	%
Importo e quota dell'attività economica di cui alla riga 3 del modello 1 che non è ammissibile alla tassonomia conformemente alla sezione 4.28 degli allegati I e II del Regolamento Delegato (UE) 2021/2139 al denominatore del KPI applicabile	89	6,6
Importo e quota di altre attività economiche non ammissibili alla tassonomia non incluse nelle righe da 1 a 6 al denominatore del KPI applicabile	124	9,3
Importo e quota totali delle attività economiche non ammissibili alla tassonomia al denominatore del KPI applicabile	**213**	**15,9**

Cambiamento climatico

ESRS E1

Gli obblighi informativi richiesti dallo standard ESRS E1 "Cambiamenti climatici" sono stati coperti tramite riferimento ad altre parti della Relazione sulla Gestione, esterne alla Rendicontazione di Sostenibilità (c.d. approccio dell'"Incorporation by Reference").

ESRS E1 – Climate change		Paragrafo
ESRS 2, GOV-3	Integrazione delle prestazioni in termini di Sostenibilità nei sistemi di incentivazione	• Il sistema di incentivazione
E1-1	Piano di transizione per la mitigazione dei cambiamenti climatici	• Ambizione emissioni zero: il piano di decarbonizzazione per la mitigazione dei cambiamenti climatici • Azioni per la gestione degli impatti, rischi e opportunità legati ai cambiamenti climatici
ESRS 2 SBM-3	Impatti, rischi e opportunità rilevanti e loro interazione con la strategia e il modello aziendale	• Analisi degli scenari e resilienza della strategia • Opportunità e rischi della transizione energetica
ESRS 2 IRO-1	Descrizione dei processi per individuare e valutare gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti legati al clima	• Impatti, rischi e opportunità legati al cambiamento climatico • Analisi degli scenari e resilienza della strategia • Identificazione e gestione dei rischi e delle opportunità
E1-2	Politiche relative alla mitigazione dei cambiamenti climatici e all'adattamento agli stessi	• Politiche relative alla mitigazione e all'adattamento del cambiamento climatico
E1-3	Azioni e risorse relative alle politiche in materia di cambiamenti climatici. Metriche e obiettivi	• Il Piano Strategico • Azioni per la gestione degli impatti, rischi e opportunità legati ai cambiamenti climatici
E1-4	Obiettivi relativi alla mitigazione dei cambiamenti climatici e all'adattamento agli stessi	• Azioni per la gestione degli impatti, rischi e opportunità legati ai cambiamenti climatici
E1-5	Consumo di energia e mix energetico	• Consumo di energia e mix energetico
E1-6	Emissioni lorde di GES di ambito 1, 2, 3 ed emissioni totali di GES	• La metodologia di calcolo delle emissioni di gas serra • L'andamento delle emissioni di gas serra nel 2024

VChain
IRS

Conservazione del capitale naturale

Politica Ambientale

ESRS E2-1; E3-1; E4-1; E5-1

La Politica Ambientale di Enel definisce l'impegno del Gruppo nella protezione del capitale naturale e nella lotta ai cambiamenti climatici, e fornisce le linee d'indirizzo a supporto dello sviluppo dei piani d'azione e dei target specifici per la gestione delle tematiche ambientali risultate materiali e dei relativi IRO associati (cambiamento climatico, inquinamento in atmosfera, gestione della risorsa idrica, della biodiversità e dei rifiuti). La politica è approvata dal Consiglio di Amministrazione e firmata dall'Amministratore Delegato e conseguentemente diffusa e applicata a livello di Gruppo come strumento di indirizzo per la definizione dei processi e delle istruzioni specifiche. La Politica stabilisce che siano individuati a livello organizzativo i ruoli e le responsabilità del management per l'attuazione dei processi di gestione ambientale.

Inoltre, a integrazione della Politica di Gruppo, sono state definite politiche specifiche per la gestione dei temi e degli impatti, rischi, opportunità (IRO) materiali riportati nelle specifiche sezioni del documento.

POLITICA AMBIENTALE	DESCRIZIONE
CONTENUTI PRINCIPALI	• Ridurre gli impatti ambientali attraverso l'applicazione delle migliori tecnologie disponibile e delle migliori pratiche in tutte le fasi della catena del valore. • Promuovere la lotta al cambiamento climatico in linea con il contenimento della temperatura globale a 1,5 °C rispetto all'era preindustriale, accelerando la transizione energetica verso le emissioni zero e aumentando la resilienza delle attività di business. • Preservare l'acqua, l'aria e il suolo e ottimizzare la gestione delle risorse. • Realizzare impianti e infrastrutture tutelando il territorio e la biodiversità. • Ottimizzare la gestione dei rifiuti. • Promuovere l'approccio e le iniziative di economia circolare. • Sviluppare tecnologie innovative per l'ambiente.
AMBITO	• Asset sotto il controllo operativo di Enel e intera value chain.
IRO COPERTI E RIFERIMENTI	• Mitigazione, adattamento e consumo energetico, paragrafo "Cambiamento climatico". • Riduzione di emissioni nell'aria, paragrafo "Inquinamento". • Prelievo di risorse idriche, paragrafo "Acque e risorse marine". • Cambiamenti nell'uso del suolo, acqua dolce, mare, paragrafo "Biodiversità ed ecosistemi". • Dimensione della popolazione di una specie, paragrafo "Biodiversità ed ecosistemi". • Rifiuti non pericolosi da attività di esercizio e manutenzione, paragrafo "Uso delle risorse ed economia circolare".
STAKEHOLDER COINVOLTI NELLA DEFINIZIONE	• Promuovere pratiche di Sostenibilità aziendale presso i fornitori, appaltatori, clienti e partner. • Comunicare al pubblico, alle istituzioni, ai lavoratori del Gruppo e ad altri stakeholder rilevanti le performance ambientali di Enel.
DIFFUSIONE	• Politica pubblica disponibile al link https://corporate.enel.it/content/dam/enel-corporate/chi-siamo/politica-ambientale/La_politica_ambientale_di_Enel_2024.pdf. • https://globalprocurement.enel.com/content/dam/enel-gp/documents/other-useful-documents/health-and-safety/New_Enel_Group_Environmental_Policy_2024_IT.pdf.

Azioni e risorse relative alla governance e all'advocacy per l'ambiente

SOTTOTEMA	DESCRIZIONE IRO	TIPO	PIANO D'AZIONE
GOVERNANCE E ADVOCACY PER L'AMBIENTE	Miglioramento delle prestazioni ambientali e climatiche in tutti i siti di presenza del Gruppo attraverso l'adozione di una robusta governance ambientale, garantita da una rete capillare di professionisti HSEQ e da sistemi di gestione ambientale certificati, finalizzata ad adottare tempestivamente gli sviluppi normativi, a partecipare alla loro preparazione, a rispondere alle aspettative degli stakeholder e a promuovere una cultura ambientale tra dipendenti, fornitori e clienti.		Il Gruppo garantisce un costante presidio e monitoraggio delle attività a rilevanza ambientale tramite la propria organizzazione. L'applicazione di Sistemi di Gestione Ambientale (SGA) certificati ISO 14001 è uno dei principali strumenti di implementazione della Politica Ambientale di Gruppo.

Impatto positivo

Enel si è dotata di un modello organizzativo e di governance che garantisce che le tematiche di Sostenibilità, tra cui gli aspetti legati alla natura, siano tenute in adeguata considerazione in tutti i processi decisionali aziendali rilevanti, attraverso la definizione di specifici compiti e responsabilità in capo ai principali organi aziendali (per approfondimenti si veda la sezione "Governance" del presente documento). Il Gruppo garantisce un costante presidio e monitoraggio delle attività a rilevanza ambientale tramite un'organizzazione granulare e armonizzata a livello di strutture centrali, per il coordinamento e l'indirizzo delle attività, e a livello di Paese, per la gestione degli aspetti specifici e operativi nei diversi siti del Gruppo. Ruoli e responsabilità sulle tematiche Salute, Sicurezza, Ambiente e Qualità sono definiti e riportati negli organigrammi aziendali; sono altresì rilasciate, in materia sia ambientale sia di sicurezza sul lavoro, deleghe di funzione con procura, con attribuzione dei correlati necessari poteri decisionali e di spesa.

L'applicazione di Sistemi di Gestione Ambientale (SGA) certificati ISO 14001 è uno dei principali strumenti di implementazione della Politica Ambientale di Gruppo. A fine 2024 la quasi totalità del personale (95%) è coperta da certificazione. A supporto del SGA, Enel si impegna in un programma strutturato di formazione ambientale, che nel 2024 ha portato all'erogazione di circa 28.600 ore di formazione in ambito ambiente e natura, affrontando diversi temi quali per esempio la gestione dei rifiuti, delle acque e degli impatti sulla biodiversità. Su questi ultimi è stata inoltre promossa una campagna di sensibilizzazione che ha interessato tutta la popolazione Enel.

Riguardo più specificatamente alle attività di advocacy in materia ambientale si rimanda al paragrafo "Influenza politica e attività di lobbying".

Al fine di individuare e minimizzare gli impatti e i rischi ambientali correlati alle proprie attività, Enel si è dotata a livello di Gruppo di una serie di importanti strumenti di indirizzo, indagine e intervento. In particolare:

- **Politica di Gruppo per la Classificazione e l'Analisi degli Eventi Incidentali Ambientali**: classifica gli eventi per tipologia e per rilevanza di impatto sull'ambiente e sull'organizzazione, definendo procedure per l'analisi delle cause e il monitoraggio delle azioni correttive.
- **Politica per la Valutazione di Rischi e Opportunità correlati agli Impatti Ambientali**: conforme alla ISO 14001:2015, applica un modello unico per la valutazione dei rischi e opportunità ambientali in tutti i siti operativi tramite il tool ERA (Environmental Risk Analysis).
- **Politica sugli Extra Checking on Site (ECoS)**: disciplina la pianificazione e la conduzione delle visite ai siti operativi per identificare piani di miglioramento e condividere best practice.
- **Politica per la Gestione delle Emergenze**: definisce criteri per prevenire e gestire emergenze nei siti Enel, garantendo sicurezza, protezione ambientale e continuità operativa, in coordinamento con le autorità locali.
- **Politica per la Valutazione degli Impatti Ambientali e Sociali (ESIA)**: fornisce linee guida per la gestione integrata degli impatti nei nuovi progetti, in linea con standard internazionali, promuovendo mitigazione dei rischi, trasparenza e coinvolgimento degli stakeholder, a partire dalle comunità locali.

Per i processi di Qualifica e Gestione dei contrattisti sono stati definiti apposite politiche e clausole contrattuali, al fine di valutare i fornitori e gestire i rischi ambientali derivanti dalle attività contrattualizzate (per approfondimenti si veda il paragrafo "Lavoratori nella catena del valore").

Processo per individuare e valutare gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti per l'ambiente

ESRS 2 IRO-1

Enel ha adottato **un processo strutturato** per identificare, valutare e gestire gli IRO legati agli **aspetti ambientali materiali** per l'organizzazione, sulla base delle raccomandazioni elaborate per il **settore utility** dai principali framework internazionali, quali il TNFD Taskforce on Nature-related Financial Disclosures, cui Enel partecipa attivamente, e sarà early adopter per l'anno 2025, il WBCSD World Business Council for Sustainable Development, di cui Enel è stata pilot case per il settore utility, e, ove applicabili, il SBTN (Science Based Targets Network). **Gli impatti e le dipendenze rilevanti** sono infatti essenziali per comprendere le interazioni dell'organizzazione con l'ambiente e la loro evoluzione futura, per la definizione delle strategie del Gruppo e i suoi piani d'azione, in linea con l'impegno a perseguire gli obiettivi del Kunming-Montreal Global Biodiversity Framework.

Identificazione degli impatti e dipendenze rilevanti per le tecnologie Enel

L'**identificazione degli IRO potenziali**, adottati da Enel nell'analisi di doppia materialità, è stata condotta a partire dalla definizione dei fattori di impatto e delle dipendenze significativi per le diverse tecnologie rilevanti per il Gruppo, raccolti nelle mappe di priorità (**hotmap**) elaborate a partire dalle indicazioni del tool ENCORE (Exploring Natural Capital Opportunities, Risks and Exposure) applicato al settore utility e riviste in base alle specifiche soluzioni costruttive e di esercizio adottate da Enel in linea con le guide di settore. Ove opportuno, sono stati distinti i fattori d'impatto rilevanti per le attività di Esercizio e Manutenzione da quelle di Costruzione e Demolizione, riferite queste ultime ai soli cantieri principali di realizzazione o repowering di impianti di generazione[33].

Hotmap tecnologiche

● Esercizio e Manutenzione ● Construzione e Demolizione ● Entrambe

Fattori di impatto								
Utilizzo di ecosistemi terrestri	●	●	●	●	●	●	●	●
Utilizzo di ecosistemi d'acqua dolce	●							
Prelievo idrico	●			●	●	●	●	
Emissioni di gas climalteranti (GES)	●				●	●	●	
Inquinanti atmosferici (non GES)				●	●			
Inquinanti dell'acqua							●	
Inquinanti del suolo				●	●			●
Rifiuti solidi	●				●		●	●
Fattori di disturbo	●	●	●	●			●	●
Dipendenze								
Regolazione del clima	●	●	●					●
Protezione da inondazioni e tempeste	●	●	●	●				●
Utilizzo di acque superficiali	●			●	●	●	●	
Utilizzo di acque di falda					●		●	
Stabilizzazione del suolo e controllo dell'erosione	●	●	●					●
Conservazione del ciclo dell'acqua	●			●	●	●	●	

33. Le valutazioni sono state oggetto di aggiornamento nel 2024, anche in base alle evidenze di alcune analisi sito-specifiche.

I **potenziali impatti sulla natura e la biodiversità** sono soprattutto legati ai consumi idrici e alle emissioni climalteranti e inquinanti delle tecnologie da fonti fossili, che Enel si è impegnata a ridurre drasticamente col phase-out in corso degli impianti a carbone, il percorso di Net Zero e la transizione energetica verso le fonti rinnovabili, principalmente eolica e solare. La diffusione di queste ultime tecnologie ha, d'altra parte, introdotto nuovi possibili impatti soprattutto legati alla trasformazione degli habitat naturali, anch'essi indicati dalla mappa.

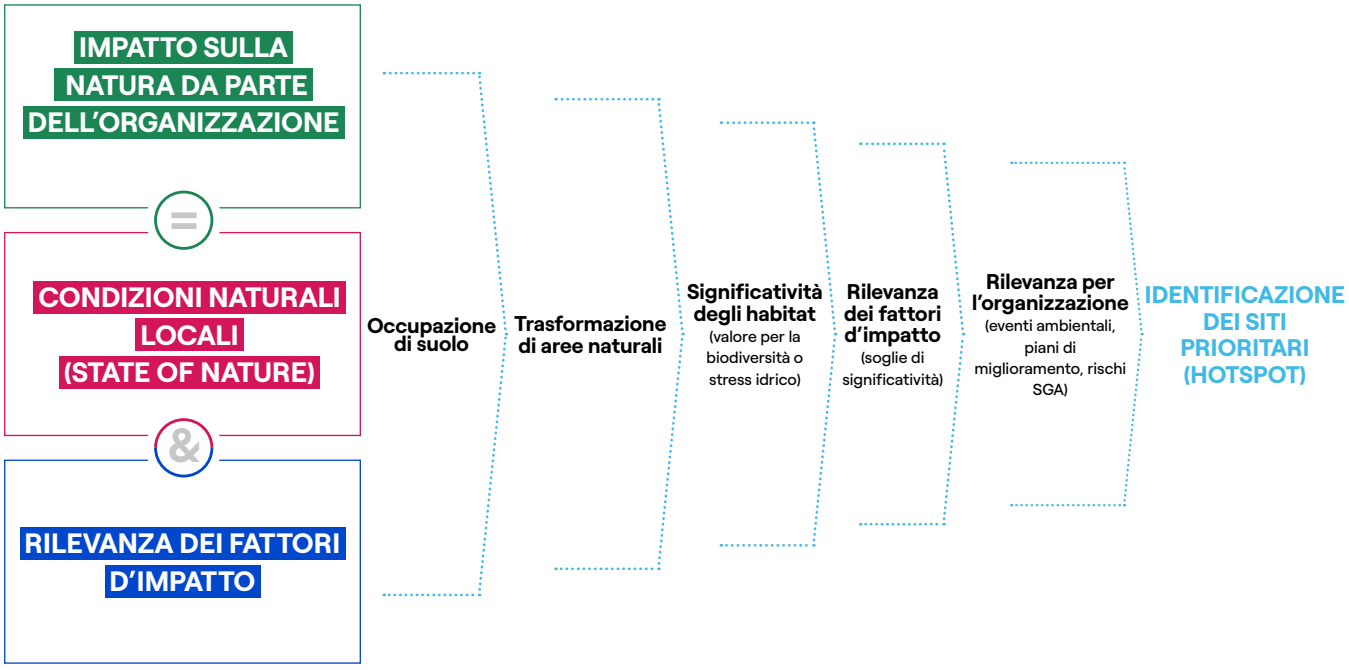
Le **dipendenze dai servizi ecosistemici** risultano soprattutto riconducibili alla regolazione del clima e quindi, in prospettiva, agli effetti del cambiamento climatico, sia cronici sia acuti. La conservazione del ciclo dell'acqua, col rischio di indisponibilità o riscaldamento della risorsa in alcune aree geografiche, risulta infatti fattore potenzialmente critico per il corretto funzionamento degli impianti idroelettrici, termoelettrici e nucleari. Oltre a questo, l'aumentata frequenza di eventi meteoclimatici estremi, in concomitanza con condizioni locali di dissesto idrogeologico per instabilità del suolo o degrado naturale, costituiscono ulteriori fattori di dipendenza da servizi ecosistemici essenziali, in grado anch'essi di mettere a rischio l'integrità e l'esercizio degli impianti, soprattutto eolici e solari.

Valutazione degli IRO in riferimento all'intera catena del valore

La **valutazione degli IRO ambientali** è stata condotta in riferimento all'intera **catena del valore** adottando un approccio combinato e diversificato, considerando separatamente le attività di **esercizio e manutenzione degli asset operativi** da quelle di **progettazione e realizzazione in cantiere** di nuovi asset e di decommissioning degli asset a fine vita. All'interno di queste attività sono inoltre comprese quelle appaltate da Enel a imprese terze incaricate a operare presso i propri cantieri e asset operativi (lavori e servizi). Un'ulteriore fase di indagine ha infine riguardato l'analisi IRO relativa alle **attività upstream** di approvvigionamento di apparecchiature, componenti e commodity, considerate per il settore utility prioritarie in termini di impatti potenziali rispetto alle attività downstream (gestione clienti).

Valutazione IRO per attività di esercizio degli asset operativi

Riguardo agli **asset operativi** consolidati di Enel, l'analisi ha previsto l'identificazione dei **siti prioritari (hotspot)** presso i quali eseguire la **valutazione IRO** secondo la **metodologia TNFD-LEAP (Taskforce on Nature-related Financial Disclosures – Locate, Evaluate, Assess, Prepare)**. A tale scopo è stata eseguita la **localizzazione geografica degli asset** nei diversi Paesi di presenza del Gruppo[34] e la loro **prioritizzazione** sulla base delle condizioni naturali locali e dell'intensità degli impatti propri della tecnologia applicata.



34. Italia, Spagna, Cile, Colombia, Brasile e Stati Uniti.

Le condizioni naturali locali sono state valutate considerando gli indicatori di **trasformazione delle aree naturali**, la presenza di **habitat significativi per la biodiversità** (aree protette, specie minacciate e habitat critici (per approfondimenti si veda il paragrafo "Biodiversità" del presente capitolo)), e di aree soggette a condizioni di **water stress** (valutate tramite il tool Aqueduct, WRI). La **rilevanza dei fattori di impatto** è stata invece stimata introducendo valori soglia per i principali indicatori di tecnologia, scelti a partire dalle relative **hotmap** (si veda la figura sopra riportata). Gli indicatori di tecnologia spaziano dall'occupazione e dalla trasformazione di suolo, ai prelievi idrici, alle emissioni inquinanti, alla produzione di rifiuti, agli effetti di disturbo sulle specie animali. Agli asset così selezionati ne sono stati aggiunti altri considerati rilevanti per l'organizzazione a seguito del verificarsi di eventi ambientali, azioni di miglioramento emerse da ispezioni/verifiche (per esempio ECoS) e dai risultati dell'analisi di rischio ambientale previste dai sistemi di gestione.

L'analisi LEAP (Locate, Evaluate, Assess, Prepare) condotta sui siti prioritari, avviata nel 2024 e che si concluderà nel 2025, ha analizzato gli IRO, potenziali e residui, negli specifici contesti locali, introducendo metriche qualitative per la stima della loro portata, entità/gravità, probabilità e livello di controllo, includendo inoltre la valutazione dei **rapporti con gli stakeholder** e le comunità locali. Il coinvolgimento di questi ultimi avviene sia nelle fasi iniziali di autorizzazione sia in quelle successive di esercizio degli asset, attraverso la definizione e il costante aggiornamento di piani d'azione, controlli, progetti e obiettivi di miglioramento, obbligatori e volontari, i cui esiti vengono periodicamente comunicati all'esterno tramite iniziative pubbliche e a mezzo stampa (per approfondimenti si veda il paragrafo "Coinvolgimento degli stakeholder").

Le **principali tipologie di impatto, rischio economico e opportunità** risultate rilevanti per l'analisi LEAP sono riassunte nella tabella seguente. Nel 2025 saranno inoltre valorizzati eventuali rischi finanziari, in linea con il framework internazionale TNFD.

PRINCIPALI IMPATTI, RISCHI E OPPORTUNITÀ

Impatti (modifica delle condizioni ambientali)	Rischi (maggiori oneri)	Opportunità (maggiori ricavi)
• trasformazione/degrado del territorio	• ritardi autorizzativi	• vantaggio reputazionale e competitivo conseguente al miglioramento delle performance ambientali e di Sostenibilità (per esempio, efficientamento uso delle risorse, iniziative di protezione e recupero di habitat)
• perdita/frammentazione degli habitat	• maggiori obblighi operativi	
• diminuzione ricchezza/abbondanza specie minacciate (flora, fauna)	• riduzione/interruzione della capacità produttiva	
• riduzione disponibilità risorse idriche	• ripristino/riparazione degli asset	
• riduzione servizi ecosistemi (per esempio protezione da rischi naturali)	• adattamento/innovazione tecnologica	• sviluppo di nuovi business (offerta di prodotti e servizi energetici "nature-positive"; nuove partnership di innovazione sostenibile; accesso a finanziamenti green)
• impoverimento qualità/impermeabilizzazione del suolo	• oneri assicurativi supplementari	
	• perdita di competitività	
	• danno reputazionale	

Da un punto di vista quantitativo, le indagini condotte hanno dato i seguenti risultati:

- applicando i criteri di prioritizzazione a livello di asset, sono stati identificati **54 siti prioritari** (**hotspots**, si veda la figura riportata di seguito). Questi rappresentano una frazione **molto ridotta** dell'impronta geografica complessiva delle attività di Gruppo (**meno del 5%**);
- **i valori di rischio residuo nei 18 hotspot analizzati nel 2024** (wave 1) con la metodologia LEAP **risultano tutti bassi (LOW)**, indicando che gli impatti e i rischi potenziali sono sempre gestiti/mitigati da idonee procedure e piani d'azione in essere. Solo per due asset sono stati temporaneamente valutati livelli di rischio più elevati (medio e medio-alto), in attesa del completamento dei piani d'azione già in corso, senza necessità di ulteriori azioni di gestione o mitigazione.

N. Asset (baseline)[1]	Prioritizzazione su impatti e dipendenze a livello locale[3]	Hotspot	Wave 1	Rischi	Piano d'azione

238	**Indicatori di impatto tecnologico**
	• Impatti avifauna
	• Interrimento e qualità corpi idrici
	• Emissioni atmosferiche (Hg/H_2S)
	• Occupazione di suolo
	• Prelievi d'acqua dolce in aree water stressed
	• Percentuale conduttori in cavo
	Indicatori di biodiversità *(per tutte le tecnologie)*
	• Occupazione di suolo
	• Trasformazione di habitat naturale
	• Significatività per la biodiversità (Aree Protette, Specie Protette IUCN I-IV o Habitat Critici)
	Indicatori su stakeholder
	• Eventi ambientali significativi o severi:
	  • Incidenti
	  • Eventi mediatici avversi
	  • Procedimenti amministrativi
	• Analisi ambientali SGA ISO 14001
	• Progetti CSR (Corporate Social Responsibility) e Biodiversità
	Indicatori di dipendenza
	• Regolazione clima
	• Protezione da inondazioni/ tempeste
	• Stabilizzazione suolo e controllo erosione
		8	2	B: 22	Non necessario

577		16	2	M: 24 A: 1	**Adottato/ in corso**
36		4	2	27	Non necessario
144		5	2	B: 18 M: 1	**Adottato/ in corso**
54		4	2	15	Non necessario
12.817[2]		17	8	48	Non necessario
		Totale 54	18		

A: alto
M: medio
B: basso
(1) Paesi core.
(2) CFT = Comune Frazione Tecnica.
(3) Metodologia TNFD-LEAP.

Valutazione IRO per attività di progettazione e realizzazione di nuovi impianti

L'identificazione e la gestione degli IRO afferenti alle attività di localizzazione, autorizzazione e realizzazione di nuovi impianti sono oggetto specifico della Policy ESIA per la valutazione degli impatti ambientali e sociali e della Policy di gestione della biodiversità, che forniscono le linee guida da seguire per la gestione del processo di autorizzazione e la declinazione degli obiettivi di Gruppo, riferendosi a standard e direttive internazionali.

Valutazione IRO per gli impianti di generazione in decommissioning

Per la gestione del fine vita degli impianti di generazione, dopo la messa in sicurezza e prima di procedere al loro smantellamento e alla riqualificazione dell'area per nuovi progetti di sviluppo, Enel procede, secondo le prescrizioni autorizzative e le indicazioni di legge vigenti nei diversi Paesi, all'ulteriore verifica dello stato di qualità ambientale di suolo, sottosuolo e acque di falda nelle aree di impianto. Nell'eventualità di potenziali fenomeni di contaminazione, vengono attuati, secondo piani di intervento condivisi con le competenti autorità e rivolgendosi a imprese specializzate e qualificate, la caratterizzazione delle matrici ambientali nelle aree potenzialmente interessate e, se necessario, gli interventi di messa in sicurezza e successiva bonifica in grado di ripristinarne tempestivamente lo stato di qualità idoneo alla destinazione d'uso prevista per l'area. Le procedure adottate garantiscono l'individuazione e la gestione ottimale degli impatti e dei rischi rilevanti per l'organizzazione.

Valutazione IRO per la catena di fornitura (supply chain)

L'analisi IRO della catena di fornitura è stata condotta secondo l'approccio adottato per la stima delle emissioni GES in Scope 3. Partendo dai **piani di approvvigionamento** annuali, sono state identificate le categorie merceologiche e valutati i volumi d'acqui-

sto. Analizzando i dati delle **certificazioni EPD (Environmental Product Declaration)** fornite dai fornitori accreditati, sono stati selezionati indicatori ambientali proxi per le diverse **categorie di impatto** (emissioni inquinanti, risorse idriche, biodiversità, produzione di rifiuti) e calcolati i valori medi per unità di prodotto. Sulla base delle quantità approvvigionate, sono stati determinati i valori cumulati, successivamente normalizzati in un **indice di impatto** per ciascuna categoria di prodotto. Inoltre, attraverso database interni ed esterni (come l'Environmental Performance Index della Yale University), è stato individuato un **indicatore ESG dei Paesi di origine**. Combinando l'indice di impatto con l'indicatore ESG, è stato stimato un **indicatore di rischio ambientale** potenziale, permettendo di definire un ranking di priorità per l'analisi.



Questo processo ha consentito quindi di identificare, sulla base della rilevanza delle quantità approvvigionate, specifiche impronte ambientali dei prodotti e delle prestazioni dei Paesi di origine, le categorie prioritarie di fornitura, tra cui i **trasformatori** e i **cavi elettrici** e le **batterie di accumulo**, rispetto alle quali avviare, nel prossimo anno, una **interlocuzione diretta con i fornitori principali**, finalizzata a condividere azioni di miglioramento congiunte.

Anche per le **commodity** (carbone e gas) è stata avviata l'analisi IRO partendo dai potenziali impatti rilevati da ENCORE per la filiera Oil&gas, sulle diverse tematiche ambientali (emissioni inquinanti, risorse idriche, biodiversità, produzione di rifiuti) e mappando le azioni di mitigazione dichiarate dai principali fornitori diretti.

Contenzioso ambientale

I procedimenti giudiziari al 31 dicembre 2024 risultano essere 131 in tutto il Gruppo. I contenziosi ambientali sono attribuiti principalmente all'America Latina e alla Spagna. L'importo delle multe imposte nel 2024[35] ammonta a circa 1,4 milioni di euro. Nel 2024 le sanzioni più significative[36], sono state registrate in Brasile e Cile e sono correlate rispettivamente a impatti sull'habitat e su siti archeologici.

35. La soglia di rilevanza delle sanzioni è di 10.000 dollari statunitensi; sono quindi riportate soltanto le sanzioni che singolarmente superano questo importo.
36. La soglia di rilevanza delle sanzioni significative è di 100.000 euro, come definito nelle politiche interne di Enel.

Inquinamento

ESRS E2

0,10 g/kWh

EMISSIONI SPECIFICHE DI SO_2

0,09 nel 2023

0,25 g/kWh

EMISSIONI SPECIFICHE DI NO_x

0,26 nel 2023

0,006 g/kWh

EMISSIONI SPECIFICHE DI POLVERI

0,006 nel 2023

Di seguito si riportano i risultati di Gruppo del processo di doppia materialità 2024 per le tematiche relative a "Inquinamento", con il dettaglio degli IRO materiali individuati che hanno guidato l'elaborazione della presente sezione.

SOTTOTEMA	DESCRIZIONE IRO	TIPO	TARGET/ PIANO D'AZIONE
INQUINAMENTO DELL'ARIA **Sotto-sottotema** Riduzione di emissioni nell'aria (CO_2 esclusa)	Miglioramento delle condizioni del sito industriale conseguenti alla riduzione delle emissioni inquinanti in atmosfera (diverse da GES) perseguita attraverso programmi di monitoraggio e di miglioramento continuo.	Impatto positivo	Target: • Riduzione dell'emissione specifica di SO_2 • Riduzione dell'emissione specifica di NO_x • Riduzione dell'emissione specifica di polveri • Riduzione delle emissioni di mercurio

Politiche relative all'inquinamento

ESRS E2-1

La prevenzione dell'inquinamento in aria, acqua e suolo e la minimizzazione dell'impatto sull'ambiente e gli ecosistemi associato alle attività operative del Gruppo rappresentano obiettivi strategici della Politica Ambientale dell'Enel, riportata nel paragrafo "Conservazione del capitale naturale", cui si rimanda per ulteriori dettagli. Questi obiettivi vengono attuati attraverso un costante impegno a prevenire e controllare il carico inquinante nelle matrici ambientali, attraverso l'applicazione delle più avanzate tecnologie disponibili e delle migliori pratiche, tra cui la minimizzazione e, ove possibile, la sostituzione dell'uso di sostanze preoccupanti. Il Gruppo ha definito inoltre misure idonee e adeguate per la prevenzione e la gestione delle emergenze e di eventuali azioni di ripristino dove necessario.

Piano d'azione per la gestione degli IRO materiali

ESRS E2-2

In base all'analisi di materialità condotta sono risultate rilevanti le emissioni relative ai macroinquinanti atmosferici SO_2, NO_x e polveri. Il Gruppo Enel ha adottato un piano d'azione per la riduzione di queste emissioni in tutti i suoi siti di produzione in linea con la propria strategia di transizione energetica.

AZIONE	DESCRIZIONE	Ambito	Target	Timing	Monitoraggio
Riduzione delle emissioni di SO_2, NO_x, polveri e mercurio*	Il piano di decarbonizzazione e transizione energetica consente una drastica riduzione delle emissioni massiche e specifiche degli inquinanti atmosferici.	**Impianti termoelettrici** ** in Italia, Cile e Spagna*	YES	Piano di decarbonizzazione (2030)	Attuazione del piano di decarbonizzazione e transizione energetica.
Applicazione di best practice (BAT-AEL, Best Available Technique-Associated Emission Level) per l'emissione di inquinanti atmosferici	Adozione di tecnologie di abbattimento e controllo degli inquinanti atmosferici in linea con le prescrizioni autorizzative e di esercizio valide nei diversi Paesi.	**Impianti termoelettrici**	–	In base agli specifici requisiti autorizzativi per la realizzazione e l'esercizio degli impianti	• Procedure interne e sistemi di gestione ambientali ISO 14001. • Monitoraggio trimestrale KPI di Gruppo.

YES SI – NO

Il piano di decarbonizzazione, allineato agli Accordi di Parigi e certificato da SBTi, stabilendo il percorso di transizione dalle tecnologie termiche a quelle rinnovabili, definisce al contempo i traguardi e i piani d'azione per la riduzione delle emissioni con un potenziale impatto positivo sullo stato naturale e delle comunità locali (si veda la sezione "Cambiamenti climatici" per dettagli sul piano d'azione).

Enel, inoltre, è impegnata in tutti i suoi asset operativi nella continua applicazione delle più avanzate tecnologie disponibili e delle migliori pratiche per minimizzare ogni possibile forma di inquinamento delle matrici ambientali (aria, acqua e suolo). Questi princípi di tutela sono resi operativi attraverso la definizione di piani d'azione e obiettivi quantitativi, obbligatori e volontari, applicati ai siti e alle infrastrutture di produzione e servizio per i quali questi impatti possano risultare significativi, dalle fasi di progettazione e costruzione a quelle di esercizio e riqualificazione a fine vita.

Per gli ulteriori inquinanti in aria indicati dal registro E-PRTR (Pollutant Release and Transfer Register) per il settore energia, la valutazione delle emissioni annuali dei singoli impianti per il 2024 e la trasmissione degli eventuali quantitativi superiori ai valori soglia saranno eseguite entro il 30 aprile 2025, come previsto dal regolamento (CE) n. 166/2006. I valori risultanti saranno poi pubblicati sullo European Industrial Emissions Portal. In riferimento ai dati riportati per l'anno 2023, si evidenzia principalmente l'emissione da parte degli impianti termoelettrici a carbone di alcuni microinquinanti metallici (Cu, Zn, Ni, Hg) presenti nelle Polveri e di alcuni gas acidi in tracce (HCl, HF) abbattuti dai sistemi di rimozione della SO_2. Questi quantitativi, legati come detto a quelli di polveri e SO_2 già oggetto di target, sono previsti anch'essi in rapida riduzione, in linea con il previsto progressivo phase-out degli impianti a carbone.

Per quanto riguarda la gestione degli scarichi dagli asset operativi del Gruppo, negli impianti termoelettrici non dotati di sistemi a "scarico zero"[37], questi avvengono sempre a valle di un processo di trattamento per la rimozione degli eventuali inquinanti presenti, fino a livelli di concentrazione tali da non arrecare impatti negativi ai corpi idrici recettori e non significativi[38] rispetto agli obblighi di comunicazione, come verificato da piani di campionamento e analisi e nel rispetto dei limiti e delle prescrizioni previsti dalle normative nazionali di riferimento e dalle autorizzazioni di esercizio. Le sostanze inquinanti potenzialmente presenti negli scarichi, tra quelle indicate come pertinenti per il settore energia dal registro E-PRTR, sono costituite prevalentemente da specie metalliche (Fe, Al, Si, Ca, Mg) presenti in soluzione o, in minor misura, come solidi sospesi; sono inoltre presenti in quantitativi non significativi nitrati e fosfati, legati ai processi di combustione e non all'uso di sostanze chimiche.

37. Lo scarico zero prevede l'adozione di soluzioni ZLD – Zero Liquid Discharge tramite impianti SEC – Softening, Evaporation & Cristallization.
38. In un numero molto ristretto di casi, i quantitativi di alcuni inquinanti in acqua previsti all'interno dell'elenco E-PRTR sono risultati per l'anno 2023 sopra soglia e pertanto oggetto di comunicazione da parte degli impianti. Va tuttavia specificato che si tratta di quantitativi (sovra)stimati, in quanto calcolati assumendo una concentrazione pari ai limiti di rilevabilità analitica del laboratorio di controllo, moltiplicati per le portate idriche (acque di raffreddamento). Si tratta principalmente di impianti termoelettrici in fase di chiusura, con cessazione dell'attività prevista per il 2025.

Infine, rispetto ai potenziali fenomeni di inquinamento del sottosuolo e delle acque sotterranee, Enel adotta misure di protezione e sicurezza in tutte le fasi di vita degli impianti, al fine di limitare e ridurre a livelli non significativi il rischio di contaminazione da parte di sostanze inquinanti. Le attività di esercizio sono sottoposte a controlli di conformità e piani di monitoraggio secondo i Sistemi di Gestione Ambientale certificati ISO 14001. In caso di sversamenti accidentali, l'applicazione immediata delle Politiche di Stop Work e di Gestione delle Emergenze minimizza gli impatti e garantisce il rispetto delle normative. Nella fase di dismissione e repurposing degli impianti, Enel verifica la qualità ambientale delle aree e, se necessario, attua interventi di caratterizzazione, messa in sicurezza e bonifica in collaborazione con le autorità competenti, per garantire il ripristino ambientale conforme alla destinazione d'uso dell'area.

L'impegno di Enel si estende inoltre alle attività a monte e a valle della sua catena del valore. I criteri di qualifica delle imprese appaltatrici e le condizioni contrattuali assegnate garantiscono infatti che i princípi e le buone pratiche adottate da Enel si applichino ai lavori e servizi svolti dalle ditte esterne operanti presso gli asset operativi (per ulteriori dettagli si veda il paragrafo "Lavoratori nella catena del valore"). Per quanto riguarda invece l'analisi degli IRO associati alla catena del valore, si rimanda al paragrafo "Valutazione IRO per la catena di fornitura (supply chain)" per ulteriori approfondimenti.

Metriche e obiettivi

Obiettivi connessi all'inquinamento dell'aria

ESRS E2-3

KPI	POLITICHE	PERIMETRO	BASELINE	CONSUNTIVO 2024	TARGET	STATO
Riduzione dell'emissione specifica di SO_2	Politica Ambientale	Impianti di generazione termica in tutte le geografie di presenza	Anno: 2017 Valore: **0,36 [g/kWh]**	0,10 [g/kWh] (-72% vs 2017)	**0,09 [g/kWh]** (-75% vs 2017) **al 2027** **0,05 [g/kWh]** (-85% vs 2017) **al 2030**	In linea
Riduzione dell'emissione specifica di NO_x	Politica Ambientale	Impianti di generazione termica in tutte le geografie di presenza	Anno: 2017 Valore: **0,55 [g/kWh]**	0,25 [g/kWh] (-55% vs 2017)	**0,25 [g/kWh]** (-55% vs 2017) **al 2027** **0,16 [g/kWh]** (-70% vs 2017) **al 2030**	In linea
Riduzione dell'emissione specifica di polveri	Politica Ambientale	Impianti di generazione termica in tutte le geografie di presenza	Anno: 2017 Valore: **0,013 [g/kWh]**	0,006 [g/kWh] (-54% vs 2017)	**0,006 [g/kWh]** (-54% vs 2017) **al 2027** **0,005 [g/kWh]** (-60% vs 2017) **al 2030**	In linea
Riduzione delle emissioni di mercurio	Politica Ambientale	Impianti a carbone in Italia, Cile e Spagna	Anno: 2017 Valore: **378 [kg]**	8 [kg] (-98% vs 2017)	**0 [kg]** (-100% vs 2017) **al 2030**	In linea

Non in linea | In linea | Raggiunto

In linea con il piano di decarbonizzazione incluso nel Piano Strategico del Gruppo e il suo impegno per la minimizzazione dell'inquinamento in atmosfera, Enel ha definito obiettivi volontari di riduzione delle emissioni specifiche dei principali inquinanti emessi dai suoi impianti di generazione termoelettrica (SO_2, NO_x, polveri e mercurio). Questi target prevedono per l'anno 2030 una riduzione rispetto all'anno base (2017) delle emissioni specifiche dell'85% per gli ossidi di zolfo (SO_2), del 70% per gli ossidi di azoto (NO_x) e del 60% per le polveri. A questi obiettivi si aggiunge quello relativo alla riduzione del 100% del mercurio emesso dagli impianti a carbone in Italia, Cile e Spagna entro il 2030, con un valore atteso di 3 kg nel 2027, in linea

con la prevista chiusura degli impianti. I risultati 2024, con valori di emissione specifica pari a 0,10 g/kWh per l'SO_2, 0,25 g/kWh per l'NO_x, 0,006 g/kWh per le polveri e 8 kg per l'Hg, sono in linea con le aspettative e confermano il trend di riduzione.

La definizione di questi obiettivi nasce prioritariamente dall'impegno di Enel per la decarbonizzazione adottato in accordo al Protocollo di Kyoto e all'Accordo di Parigi, e la sua declinazione puntuale segue le specificità tecnologiche del settore elettrico e il confronto con i principali peer, applicando le indicazioni nelle best practice (BAT-AEL) internazionali e framework comunitari (Direttiva 2010/75/UE sulle Emissioni Industriali, Linee guida OMS sulla qualità dell'aria, Standard ISO 14001:2015 – Sistemi di Gestione Ambientale). A livello locale di impianto, gli obiettivi di riduzione vengono condivisi con le amministrazioni e gli stakeholder interessati in fase di autorizzazione degli impianti e di rinnovo delle tecnologie.

Metriche sull'inquinamento dell'aria

ESRS E2-4

Le emissioni assolute dei principali inquinanti in atmosfera per l'anno 2024 sono risultate in linea o leggermente inferiori a quelle registrate nel 2023; in particolare, le emissioni di SO_2 sono risultate pari a 18.777 t, riconfermando il dato del 2023 (18.701 t) al pari delle emissioni di polveri, risultate pari a 1.191 t rispetto al valore di 1.259 t del 2023, nonostante una significativa riduzione della produzione totale a carbone del Gruppo. Questi risultati sono la conseguenza del maggiore esercizio a carbone in Colombia, di gruppi normalmente non attivi, verificatasi per esigenze di produzione puntuali conseguenti a fenomeni di intensa siccità dovuti agli effetti di El Niño, che ha causato un'alterazione significativa degli equilibri nelle precipitazioni. Per quanto riguarda le emissioni di NO_x, il quantitativo emesso nel 2024 risulta pari a 47.871 t, in lieve calo (-11,1%, 53.850 t nel 2023), essendo legato non solo all'esercizio a carbone ma anche a gas. Le emissioni di mercurio (8 kg nel 2024), risultano invece in netto calo rispetto al precedente anno (44 kg) a seguito della progressiva chiusura di diversi impianti a carbone in Italia e Spagna.

La misura dei macroinquinanti (SO_2, NO_x e polveri) è effettuata nel rispetto del quadro normativo di ogni Paese e, nella maggior parte degli impianti, prevede un sistema di misurazione "in continuo" delle concentrazioni in grado di verificare il rispetto dei limiti in tempo reale, la cui affidabilità è garantita da enti certificatori accreditati e da verifiche congiunte con gli enti preposti ai controlli. I quantitativi emessi vengono successivamente calcolati in base ai valori di portata dei relativi effluenti gassosi. I dati raccolti vengono registrati semestralmente nel tool di raccolta dati di Gruppo, validati e aggregati ai diversi livelli dell'organizzazione. I processi di raccolta ed elaborazione dei dati e la valutazione degli scostamenti dalle prestazioni attese sono oggetto di specifiche procedure interne di controllo. La concentrazione dei microinquinanti (metalli e gas acidi in tracce) viene misurata invece con frequenza periodica (trimestrale o semestrale), soggetta alla comunicazione secondo le disposizioni autorizzative e di esercizio. I quantitativi totali annui sono stimati sulla base dei volumi di gas combusti emessi e oggetto di registrazione E-PRTR, se rilevanti.

Emissioni in aria per inquinante

	UM	2024	2023	2024-2023	
Emissioni di SO_2	t	18.777	18.701	76	0,4%
Emissioni di NO_x	t	47.871	53.850	(5.979)	-11,1%
Emissioni di polveri	t	1.191	1.259	(68)	-5,4%
Emissioni di H_2S	t	5.272	5.114	158	3,1%
Emissioni di Hg (termoelettrico a carbone)[1]	t	0,01	0,04	(0,03)	-75,0%
Emissioni di sostanze nocive per l'ozono (Ozone Depleting Substances)	$kgCFC\text{-}11_{eq}$	**1**	**14**	**(13)**	**-92,9%**
Emissioni specifiche					
Emissioni di SO_2	g/kWh	0,10	0,09	0,01	11,1%
Emissioni di NO_x	g/kWh	0,25	0,26	(0,01)	-3,8%
Emissioni di polveri	g/kWh	0,006	0,006	-	-

(1) Le emissioni di mercurio nel 2024 sono risultate essere pari a 8 kg, dovute alla produzione termoelettrica di Italia e Spagna. A queste si aggiungono le emissioni di mercurio del comparto geotermico pari a 435 kg. In Europa, le emissioni di mercurio sono comunicate alle autorità competenti per la registrazione nello European Pollutant Release and Transfer Register (E-PRTR) in applicazione del regolamento (CE) n. 166/2006 e sono sottoposte ai controlli associati in termini di completezza, coerenza e credibilità (art. 2 del regolamento (CE) n. 166/2006).

Effetti finanziari attesi di rischio e opportunità rilevanti legate all'inquinamento

ESRS E2-6

Nello scorso anno non si sono verificati incidenti gravi, classificati come "severe" secondo la politica interna sulla gestione degli incidenti (si veda il paragrafo "Politica Ambientale"), che hanno portato a un inquinamento della matrice ambientale.

Relativamente ai depositi, il Gruppo Enel ha valutato e rilevato i relativi effetti finanziari attesi nell'ambito nel "fondo smaltimento, rimozione e bonifica del sito" che accoglie il valore attuale del costo stimato per lo smantellamento, la rimozione degli impianti non nucleari e la bonifica dei siti in presenza di obbligazioni legali o implicite (per maggiori approfondimenti si rimanda alla nota 38 "Fondi rischi e oneri" del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2024).



VChain
IRS

Acque e risorse marine

ESRS E3

30.881 mila m^3

CONSUMO COMPLESSIVO DI ACQUA

35.449 nel 2023

0,16 l/kWh_{eq}

PRELIEVO SPECIFICO COMPLESSIVO DI ACQUA DOLCE

0,20 nel 2023

Di seguito si riportano i risultati di Gruppo del processo di doppia materialità 2024 per le tematiche relative ad "Acque e risorse marine", con il dettaglio degli IRO materiali individuati che hanno guidato l'elaborazione della presente sezione.

SOTTOTEMA	DESCRIZIONE IRO	TIPO	TARGET/ PIANO D'AZIONE
ACQUE **Sotto-sottotema** Prelievi idrici	Depauperamento della quantità o qualità delle acque dolci o marine dovuto a un uso non sostenibile delle risorse idriche nelle attività dirette o indirette (per esempio, prelievi eccessivi rispetto alla capacità di rigenerazione della risorsa o alle esigenze ecosistemiche e socioeconomiche, in particolare in aree water stressed, scarichi reflui con un eccessivo carico termico o inquinante).	Impatto negativo	Target: • Riduzione del prelievo specifico di acqua dolce

Politiche di gestione delle acque

ESRS E3-1

A integrazione della **Politica Ambientale di Gruppo** (si veda il paragrafo "Politica Ambientale"), Enel ha adottato una **Politica di gestione delle acque** interna, che definisce gli indirizzi per l'uso e l'approvvigionamento delle risorse idriche e marine, considerando l'intero ciclo di vita degli asset, con particolare attenzione alle aree a stress idrico e al coinvolgimento delle comunità locali, in linea con le direttive internazionali (Water Framework Directive).

POLITICA DI GESTIONE DELLE ACQUE	DESCRIZIONE
CONTENUTI PRINCIPALI	• Definisce i criteri per il trattamento e il riutilizzo delle acque reflue, con monitoraggi regolari e sistemi per rimuovere contaminazioni, evitando impatti su altre matrici ambientali. • Identifica rischi, misure di mitigazione e gestione delle emergenze, con controlli periodici sulla qualità delle risorse idriche. • Promuove l'adozione di soluzioni tecnologiche, prodotti e servizi sostenibili per minimizzare l'impatto idrico e preservare le risorse marine lungo l'intera catena del valore. • Ribadisce l'impegno per le attività operative a ridurre il consumo di acqua nelle aree a rischio idrico, stabilendo strumenti per valutare lo stress idrico (WRI Aqueduct) e l'impegno ad applicare pratiche sostenibili e obiettivi specifici. • Raccomanda l'adozione di target di Gruppo e piani d'azione mirati a limitare i prelievi di acqua dolce e proteggere habitat naturali e comunità locali, rivolgendo una attenzione prioritaria alle aree di alto stress idrico e agli ecosistemi marini.
AMBITO	• Asset sotto il controllo operativo di Enel e intera value chain.
IRO COPERTI E RIFERIMENTI	• Prelievi idrici.
STAKEHOLDER COINVOLTI NELLA DEFINIZIONE	• Promuove l'interazione con le comunità locali, le amministrazioni e i principali stakeholder in fase di autorizzazione dell'uso della risorsa e durante il prelievo.
DIFFUSIONE	• Politica interna.

Piano d'azione per la gestione degli IRO materiali

ESRS E3-2

Per quanto riguarda la gestione e tutela delle acque, il principale impatto negativo emerso dall'analisi IRO è legato, per le attività dirette, ai prelievi idrici per la produzione termoelettrica e nucleare, principalmente per il raffreddamento dei cicli termici e per il funzionamento dei sistemi di abbattimento delle emissioni atmosferiche. Al fine di ridurre i propri prelievi e consumi d'acqua, con un'attenzione prioritaria rivolta alle acque dolci e alle aree a rischio idrico, Enel si impegna, in tutti i suoi asset operativi per i quali la risorsa risulta materiale, ad adottare specifici piani d'azione indirizzati a minimizzare i propri consumi idrici, riducendo i prelievi e massimizzando i recuperi. A livello di Gruppo questo impegno è rafforzato con la definizione di un target relativo alla conservazione dell'acqua dolce, la risorsa idrica più pregiata e vulnerabile per il benessere naturale e i bisogni della collettività.

La riduzione complessiva dei consumi viene perseguita inoltre a livello di Gruppo attraverso la progressiva riduzione della generazione da fonti fossili e l'evoluzione del mix energetico verso le fonti rinnovabili, in linea con il Piano di Decarbonizzazione e l'impegno "Net Zero" (si veda la sezione "Cambiamenti climatici" per i dettagli sul piano d'azione).

Enel, inoltre, adotta soluzioni tecniche e gestionali finalizzate a ridurre, ove possibile, i suoi fabbisogni idrici complessivi attraverso prelievi da fonti "non scarse", fra cui le acque reflue trattate internamente o fornite da terzi e riutilizzate come acque industriali, ovvero l'acqua di mare, impiegata nei processi di raffreddamento a ciclo aperto o sottoposta a desalinizzazione per la produzione di acqua demineralizzata. Solo se necessario, l'acqua viene approvvigionata da fonti "scarse", quali le acque dolci superficiali, di falda o a uso civile.

AZIONE	DESCRIZIONE	Ambito	Target	Timing	Monitoraggio
Riduzione del prelievo specifico di acqua dolce	Il piano di decarbonizzazione e transizione energetica consente una drastica riduzione dei quantitativi totali e specifici di acqua prelevata e consumata nei processi di generazione.	**Generazione elettrica**	YES	2030	Attuazione del piano di decarbonizzazione e transizione energetica.
Massimizzare i prelievi idrici da fonti non scarse e i recuperi di acque reflue, al fine di ridurre i prelievi e i consumi di acqua dolce	Definizione di soluzioni tecniche e gestionali finalizzate a: • coprire i fabbisogni idrici complessivi attraverso prelievi da fonti "non scarse"; • recuperare le acque reflue e da dilavamento trattate internamente o fornite da terzi e riutilizzate come acque industriali.	**Impianti termoelettrici, anche in aree water stressed**	–	Piani di miglioramento di impianto	• Procedure interne e sistemi di gestione ambientali ISO 14001 • Monitoraggio trimestrale KPI di Gruppo
Piani di gestione delle acque per i bacini idroelettrici	Definizione di programmi e piani d'azione condivisi con le autorità di bacino e le comunità locali per: • tutelare il buon stato ecologico e chimico delle acque; • garantire i deflussi minimi vitali e la protezione degli habitat locali.	**Impianti idroelettrici**	–	La frequenza di aggiornamento dei piani di gestione delle acque per i bacini idroelettrici dipende dalla normativa nazionale e dalle specifiche concessioni e regolamenti locali	Prescrizioni applicative piani di gestione acque di bacino.

YES SI – NO

Gli interventi di miglioramento si concentrano sul massimo recupero delle acque reflue di processo e sull'efficientamento degli impianti di raffreddamento, per esempio con upgrade dei sistemi di controllo e recupero degli spurghi nelle torri evaporative. Negli impianti termoelettrici, l'uso di cristallizzatori consente il completo riutilizzo delle acque reflue, eliminando gli scarichi (ZLD – Zero Liquid Discharge). Inoltre, si valorizza il recupero delle acque piovane raccolte nelle aree industriali, potenzialmente contaminate, attraverso stoccaggio e riutilizzo nei processi produttivi, secondo piani specifici per ogni impianto.

La gestione della risorsa idrica risulta essenziale anche per gli impianti idroelettrici, per i quali sono state considerate le condizioni dei relativi bacini idrografici e lo stato ecologico e chimico delle acque, secondo i requisiti della Water Framework Directive e della Direttiva Quadro sulle Acque (2000/60/CE), nell'ambito del processo di prioritizzazione degli asset e successiva analisi LEAP. Ai fini della conservazione della risorsa e la tutela degli habitat circostanti, questi impianti adottano piani di gestione delle acque e programmi di miglioramento continuo condivisi con gli stakeholder locali (autorità di bacino, amministrazioni locali, organi di controllo, comitati cittadini e ONG), per mitigare gli impatti, garantire i deflussi minimi vitali e proteggere gli habitat locali.

I bacini idroelettrici, che non concorrono al consumo di acqua del Gruppo restituendo integralmente l'acqua prelevata, costituiscono inoltre un'importante opportunità ambientale nonché ricreativa per il territorio circostante. Intorno a molti bacini sono infatti presenti aree naturalistiche e habitat protetti; inoltre, i bacini offrono importanti servizi alle comunità locali, dal controllo delle piene agli usi idropotabili e irrigui, dalla prevenzione degli incendi alla gestione dei rifiuti fluviali trattenuti dalle opere di ritenuta. Gli invasi svol-

gono infine un ruolo fondamentale nella risposta agli effetti dei cambiamenti climatici, aumentando il livello di protezione delle comunità soggette a eventi alluvionali estremi e a periodi prolungati di siccità.

Un'attenzione prioritaria viene rivolta dalla Politica Ambientale e da quella di gestione delle acque alle aree a rischio di scarsità idrica ("**aree water stressed**"). La mappatura dei siti di produzione, termici, nucleari e rinnovabili, ricadenti in aree water stressed viene effettuata in linea con i criteri del GRI 303 (2018) con riferimento alle condizioni di "(baseline) water stress" indicate dal World Resources Institute Aqueduct Water Risk Atlas (vers. 4.0 2024). Tra i siti mappati vengono definiti siti critici quelli che, risultando posti in aree water stressed, effettuano approvvigionamenti significativi di acqua dolce. Queste condizioni, in particolare, sono state assunte come criteri di prioritizzazione degli asset all'interno dell'analisi TNFD-LEAP.

Nei siti critici, rappresentati principalmente da impianti termoelettrici e nucleari che utilizzano la risorsa idrica per esigenze di processo e di raffreddamento in ciclo chiuso, vengono costantemente monitorate le modalità di gestione delle acque e le prestazioni di processo, al fine di minimizzarne i consumi e privilegiare i prelievi da fonti di minor pregio o non scarse, secondo piani d'azione definiti localmente in base alle esigenze e opportunità specifiche dell'impianto. Anche negli impianti solari situati in aree water stressed, benché si tratti di volumi poco significativi, Enel adotta soluzioni innovative mirate a ridurne drasticamente i consumi idrici locali utilizzati per la pulizia periodica dei pannelli fotovoltaici.

Metriche e obiettivi

Obiettivi connessi alle acque

ESRS E3-3

KPI	POLITICHE	PERIMETRO	BASELINE	CONSUNTIVO 2024	TARGET	STATO
Riduzione del prelievo specifico di acqua dolce	• Politica Ambientale • Politica di gestione delle acque	Attività proprie in tutte le geografie, incluse le aree water stressed	Anno: 2017 Valore: **0,43 [l/kWh$_{eq}$]**	0,16 [l/kWh$_{eq}$] (-63%)	**0,18 [l/kWh$_{eq}$]** (-58%) **al 2027** **0,15 [l/kWh$_{eq}$]** (-65%) **al 2030**	→

Non in linea | In linea | Raggiunto

Enel ha adottato il target volontario di riduzione del 65% nel 2030 del prelievo specifico di acqua dolce rispetto all'anno base 2017. La metrica adottata nella formulazione del target, riferita ai prelievi, segue le indicazioni della comunità scientifica (SBTN Technical Guidance 2023 Step 3 Freshwater) e mira al contempo a ridurre i consumi idrici del Gruppo.

Il prelievo specifico di acqua dolce per l'anno 2024 è risultato pari a 0,16 l/kWh$_{eq}$, con una riduzione del 63% rispetto all'anno base (2017) e in linea con le previsioni di target al 2030 (-65%).

La definizione del target nasce prioritariamente dall'attuazione del programma di transizione energetica e di Net Zero adottato dall'Enel, e dalla sua declinazione secondo le specificità tecnologiche del settore elettrico, applicando le indicazioni delle best practice internazionali (IFC Performance Standard, TNFD, SBTN) e framework comunitari (Green Deal Europeo, Water Framework Directive). L'obiettivo tiene inoltre conto dei possibili scenari di evoluzione del relativo quadro normativo (al fine di garantire la costante conformità delle attività svolte e ridurre i possibili rischi di transizione) e di disponibilità futura della risorsa idrica nei bacini di interesse del Gruppo, come conseguenza degli effetti a medio e lungo termine del cambiamento climatico delineati nei diversi scenari IPCC-RCP (per ulteriori dettagli si veda la sezione "Cambiamenti climatici"). A livello locale di impianto, gli obiettivi di riduzione vengono condivisi con le amministrazioni e gli stakeholder interessati in fase di autorizzazione degli impianti e di rinnovo delle tecnologie.

Metriche sui prelievi, scarichi e consumo idrico

ESRS E3-4

Nel corso del 2024 si è registrata una diminuzione complessiva dei **prelievi** d'acqua dovuta alla minore produzione termoelettrica; in particolare sono diminuiti sia il prelievo relativo al processo produttivo sia l'acqua di raffreddamento a ciclo aperto, rispettivamente del 21,1% (43.386 migliaia di m^3 nel 2024 rispetto a 54.956 migliaia di m^3 nel 2023) e del 25,4% (8.102.028 migliaia di m^3 nel 2024 rispetto a 10.866.253 migliaia di m^3 nel 2023). Per quanto riguarda i prelievi da fonti scarse, si è registrata una consistente diminuzione anche dei prelievi di acqua dolce per usi di processo (-23,5%) rispetto al precedente anno (31.019 migliaia di m^3 nel 2024 rispetto a 40.552 migliaia di m^3 nel 2023), trend confermato anche dal valore di target riferito al prelievo specifico di acqua dolce, pari a 0,16 l/kWh (-20,0%, 0,20 l/kWh nel 2023).

Tale trend di diminuzione si è registrato anche per il prelievo complessivo di acqua in **aree water stressed** per usi di processo produttivo, risultato pari a 12.308 migliaia di m^3, anche se con una diminuzione meno consistente (-3,7%) rispetto al 2023 (12.783 migliaia di m^3), conseguenza della progressiva chiusura delle centrali a carbone, non localizzate in aree a stress idrico, rispetto a quelle nelle aree water stressed dove permangono in esercizio gli impianti termici a gas e nucleari.

I **consumi** idrici sono stati pari a 30.881 migliaia di m^3, in riduzione del 12,9% (35.449 migliaia di m^3 nel 2023), anche in questo caso in conseguenza del minore esercizio termoelettrico. Riguardo invece ai consumi in aree water stressed questi sono stati di 6.724 migliaia di m^3, in diminuzione del 14,3% rispetto al 2023 (7.850 migliaia di m^3), a seguito della minor produzione termoelettrica convenzionale. Questo consumo rappresenta il 21,8% del consumo totale, in linea con il valore del precedente anno.

Il volume di **acqua stoccata** nei bacini idroelettrici del Gruppo risulta pari a 33.074.048 migliaia di m^3.

I valori dei prelievi idrici vengono determinati attraverso modalità specifiche per le diverse sorgenti e utilizzi. I prelievi e gli scarichi di processo sono generalmente determinati attraverso misure volumetriche dirette, mentre i grandi volumi legati ai processi di raffreddamento a ciclo aperto vengono generalmente calcolati in base ai parametri operativi di impianto quali le ore di funzionamento delle pompe di circolazione. Sono invece generalmente stimati i dati relativi alla piovosità sul sito, e i relativi volumi di acqua piovana raccolta e scaricata. I consumi sono quindi calcolati come differenza tra le quantità prelevate e rilasciate.

Tipologia dato	%	Categoria prevalente
Misurati	60%	Flussi di processo
Calcolati	25%	Flussi di raffreddamento a ciclo aperto
Stimati	15%	Volumi di acqua piovana

I processi di raccolta ed elaborazione dei dati e la valutazione degli scostamenti dalle prestazioni attese sono oggetto di specifiche procedure interne di controllo. I dati raccolti vengono registrati a cadenza trimestrale o semestrale nel tool di raccolta dati ambientali del Gruppo, dove vengono validati e aggregati ai diversi livelli dell'organizzazione e calcolati i valori di target e le sue variazioni di periodo.

	UM	2024	2023	2024-2023	
Prelievi idrici					
Prelievi totali[1]	.000 m³	**8.145.414**	**10.921.209**	**(2.775.795)**	**-25,4%**
Prelievi per tipologia di utilizzo					
Per processo produttivo	.000 m³	43.386	54.956	(11.570)	-21,1%
Per il raffreddamento a ciclo aperto	.000 m³	8.102.028	10.866.253	(2.764.225)	-25,4%
Prelievi per fonte:					
Prelievi da fonti scarse	.000 m³	**2.855.450**	**3.022.322**	**(166.872)**	**-5,5%**
- di cui acqua dolce per processo produttivo	.000 m³	31.019	40.552	(9.533)	-23,5%
Prelievi da fonti non scarse	.000 m³	**5.289.964**	**7.898.844**	**(2.608.880)**	**-33,0%**
Prelievo complessivo specifico di acqua dolce da processo produttivo	l/kWh$_{eq}$	**0,16**	**0,20**	**(0,04)**	**-20,0%**
Prelievi di acqua di processo produttivo per fonte in aree "water stressed" e a rischio idrico[2]					
Prelievi totali	.000 m³	**12.308**	**12.783**	**(475)**	**-3,7%**
Prelievi da fonti scarse	.000 m³	**10.761**	**10.705**	**56**	**0,5%**
- di cui acqua dolce	.000 m³	10.423	10.335	88	0,9%
Prelievi da fonti non scarse	.000 m³	**1.547**	**2.078**	**(531)**	**-25,6%**
Percentuale di acqua prelevata in aree water stressed	%	**28,4**	**23,3**	**5,1**	**-**
Volume di acqua riciclata e riutilizzata	.000 m³	**2.230**	**4.711**	**(2.481)**	**-52,7%**
Percentuale di acque riciclate e riutilizzate	%	**5,1**	**8,6**	**(3,5)**	**-**
Scarichi idrici					
Acque di scarico	.000 m³	**8.114.534**	**10.885.759**	**(2.771.225)**	**-25,5%**
Consumi idrici					
Consumi totali	.000 m³	**30.881**	**35.449**	**(4.568)**	**-12,9%**
- di cui consumi in aree water stressed e a rischio idrico	.000 m³	**6.724**	**7.850**	**(1.126)**	**-14,3%**
Percentuale di consumi in aree water stressed	%	**21,8**	**22,1**	**(0,3)**	**-1,4%**
Volume totale acqua stoccata	.000 m³	**33.074.048**	**n.d.**	**-**	**-**
Intensità idrica[3]	.000 m³/mln€	**0,44**	**0,43**	**0,01**	**2,3%**

(1) Il valore dei "Prelievi totali" è pari alla somma dei "Prelievi per processo produttivo" e dei "Prelievi di acqua utilizzata per il raffreddamento a ciclo aperto"; sono esclusi gli usi civili e il contributo delle acque piovane passanti.

(2) Il GRI 303 ha definito come aree "water stressed" le aree nelle quali, in base alla classificazione fornita dal WRI Aqueduct Water Risk Atlas, il rapporto tra il prelievo totale annuo di acque superficiali e sotterranee per i diversi usi (civile, industriale, agricolo e zootecnico) e l'approvvigionamento idrico rinnovabile annuale totale disponibile (denominato "stress idrico di base", inteso quindi come livello di competizione tra tutti gli utilizzatori) è alto (40-80%) o estremamente alto (>80%). A titolo di maggior tutela ambientale, Enel ha inoltre considerato come situati in aree water stressed anche gli impianti ricadenti in aree classificate dal WRI come "aride". Si specifica inoltre che sono inclusi in questa categoria gli impianti termoelettrici che utilizzano "fresh water". Tutti i valori 2024 sono riferiti alla mappatura WRI Aqueduct 4.0, che ha comportato l'inserimento in aree water stressed di ulteriori impianti non presenti nel 2023. I valori relativi al 2023 si basano sulla mappatura WRI Aqueduct 3.0 e non includono i quantitativi relativi a questi ulteriori impianti, rendendo conservativi i valori di performance di riduzione dei prelievi e consumi del 2024 rispetto al 2023. I volumi di acqua prelevata per il raffreddamento a ciclo aperto in aree water stressed non sono stati inclusi poiché questi non comportano il consumo della risorsa idrica.

(3) L'indicatore "Intensità idrica: Consumi totali rispetto ai ricavi netti" è stato calcolato utilizzando l'importo dei ricavi IFRS 15 pari a 70.626 milioni di euro nel 2024 (82.483 milioni di euro nel 2023) come indicato nella nota 9.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2024.

VChain
IRS

Biodiversità ed ecosistemi

ESRS E4

2,3%

SUPERFICIE OCCUPATA DA IMPIANTI DI GENERAZIONE IN ESERCIZIO CHE RICADONO IN AREE PROTETTE, RISPETTO AL TOTALE

2,9%

SUPERFICIE OCCUPATA DA ASSET DI DISTRIBUZIONE MT/AT IN ESERCIZIO CHE RICADONO IN AREE PROTETTE, RISPETTO AL TOTALE

>240

PROGETTI PER LA TUTELA DELLE SPECIE E DEGLI HABITAT NATURALI IN IMPIANTI IN ESERCIZIO E CANTIERI

Di seguito si riportano i risultati di Gruppo del processo di doppia materialità 2024 per le tematiche relative a "Biodiversità ed ecosistemi", con il dettaglio degli IRO materiali individuati che hanno guidato l'elaborazione della presente sezione.

SOTTOTEMA	DESCRIZIONE IRO	TIPO	TARGET/ PIANO D'AZIONE
FATTORI DI IMPATTO DIRETTO SULLA PERDITA DI BIODIVERSITÀ **Sotto-sottotema** Cambiamenti nell'uso del suolo, acqua dolce, mare	Danni all'ambiente e alle comunità locali causati dall'inadeguata prevenzione, mitigazione, ripristino o compensazione degli impatti sulle matrici ambientali, sulla biodiversità e sugli ecosistemi prodotti dalle attività sotto il controllo operativo dell'Azienda (per esempio, trasformazione dell'habitat e impatti sulle specie protette e/o sulle aree protette a seguito della costruzione, dell'esercizio o della dismissione di asset).	Impatto negativo	Target: • Raggiungimento No Net Loss per le nuove infrastrutture al 2030 • Raggiungimento No Net Deforestation per le nuove infrastrutture al 2030 • No Go in Aree UNESCO World Heritage Natural Site(1)
IMPATTI SU SPECIE **Sotto-sottotema** Dimensione della popolazione di una specie	Danni alla reputazione, multe e maggiori costi di realizzazione, gestione e ripristino dovuti alla perdita di biodiversità e al degrado dei servizi ecosistemici, ridotta accettabilità da parte delle comunità locali a seguito della costruzione, dell'esercizio o della dismissione di attività di produzione e distribuzione (che causano occupazione e trasformazione del territorio, frammentazione e degrado degli habitat naturali, impatto sulle comunità locali, sulle aree protette o sulle specie).	Rischio	Target: • Raggiungimento No Net Loss per le nuove infrastrutture al 2030 • Raggiungimento No Net Deforestation per le nuove infrastrutture al 2030 • No Go in Aree UNESCO World Heritage Natural Site(1)

(1) Target relativo alle nuove infrastrutture di generazione.

Rischio Impatto negativo

Piano di transizione e attenzione alla biodiversità e agli ecosistemi nella strategia e nel modello aziendale

ESRS E4-1

La protezione della biodiversità è uno degli obiettivi strategici della Politica Ambientale di Enel, al fine di perseguire la Sostenibilità ambientale e lo sviluppo sostenibile delle rinnovabili e delle reti di distribuzione, previsti nella strategia di decarbonizzazione del Gruppo (per maggiori dettagli si veda la sezione "Cambiamenti climatici" e in particolare il capitolo "La strategia per fronteggiare i cambiamenti climatici"). Il Gruppo ha adottato un approccio olistico integrato per la definizione dei piani di transizione per clima e natura, al fine di ottenere risultati concreti e sostenibili, in linea con le indicazioni del TNFD, della Glasgow Financial Alliance for Net Zero (GFANZ) e del WWF. Tale approccio è supportato dal fatto che gli scenari naturalistici risultano strettamente correlati a

quelli climatici e che non sono disponibili modelli scientificamente condivisi per la definizione degli scenari naturalistici a causa, in particolare, delle specificità locali, della complessità e della non linearità dei sistemi naturali (per ulteriori dettagli specifici sul piano di transizione, si rimanda alla sezione "Cambiamenti climatici").

Impatti, rischi e opportunità rilevanti e loro interazione con la strategia e il modello aziendale

ESRS 2 IRO-1; SBM-3

L'analisi massiva sugli impatti, rischi e opportunità svolta sugli asset operativi ha portato all'identificazione di 54 siti prioritari (hotspot), presso i quali è stata avviata la valutazione IRO sito-specifica mediante metodologia TNFD-LEAP (per maggiori dettagli si veda il paragrafo "Processo per individuare e valutare gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti per l'ambiente"). Tra i criteri di prioritizzazione sono state considerate le condizioni naturali locali attraverso l'uso di indicatori di trasformazione delle aree naturali e la presenza di asset in aree sensibili per la biodiversità (aree protette, specie minacciate e habitat critici). L'analisi LEAP sito-specifica ha inoltre valutato ulteriori impatti, quali per esempio il degrado del suolo, la perdita e/o frammentazione degli habitat, la diminuzione della ricchezza/abbondanza delle specie minacciate (flora, fauna). Solo 2 siti sono risultati rilevanti dall'analisi condotta, un impianto idroelettrico in Colombia e un parco solare in Brasile, per i quali i piani d'azione già definiti e in corso di implementazione garantiscono la corretta gestione dei rischi associati, senza prevedere la necessità di ulteriori azioni.

Politiche di gestione della biodiversità

ESRS E4-2

A integrazione della Politica Ambientale di Gruppo, nel 2015 Enel si è dotata di una Politica pubblica di Biodiversità di Gruppo, aggiornata nel 2023 e approvata dal Consiglio di Amministrazione, in linea con il Global Biodiversity Framework Kunming-Montreal (COP15) e la EU Biodiversity Strategy. La Politica definisce le linee guida e i princípi secondo cui operare, per tutte le iniziative di tutela della biodiversità da applicare in tutte le geografie e nella value chain.

POLITICA DI BIODIVERSITÀ	DESCRIZIONE
CONTENUTI PRINCIPALI	• Impegno nell'applicazione del principio della gerarchia di mitigazione riducendo gli impatti sulle aree ad alto valore di biodiversità e sui servizi ecosistemici. • Impegno nell'implementazione del "No Net Loss" di biodiversità e "No Net Deforestation". • Valutare e comunicare in modo trasparente gli impatti, le dipendenze, i rischi e le opportunità sulla biodiversità, per le attività operative, la catena del valore e delle forniture.
AMBITO	• Asset sotto il controllo operativo di Enel, inclusi quelli di proprietà, affittati o gestiti e intera value chain.
IRO COPERTI E RIFERIMENTI	• Cambiamenti nell'uso del suolo, acqua dolce, mare. • Dimensione della popolazione di una specie.
STAKEHOLDER COINVOLTI NELLA DEFINIZIONE	• Promuovere l'integrazione della biodiversità nei servizi e prodotti di business per i clienti. • Collaborare con amministrazioni pubbliche, centri di ricerca, associazioni ambientaliste e sociali e stakeholder internazionali, come partner nella conservazione, nel ripristino e nell'uso sostenibile delle risorse.
DIFFUSIONE	• Politica pubblica disponibile al link https://www.enel.com/it/investitori/sostenibilita/strategia-progresso-sostenibile/biodiversita/politica.

Oltre alla politica pubblica, Enel si è dotata di una politica interna gestionale sulla biodiversità a livello di Gruppo, la Politica Biodiversity Management, che definisce gli indirizzi per la gestione degli impatti sulla biodiversità e sugli ecosistemi, con particolare attenzione alle aree sensibili per la biodiversità e al coinvolgimento delle comunità locali, in linea con le direttive e gli standard internazionali.

POLITICA BIODIVERSITY MANAGEMENT	DESCRIZIONE
CONTENUTI PRINCIPALI	• Definisce le analisi da effettuare per identificare impatti, dipendenze e rischi sulla biodiversità, per ciascuna fase del ciclo di vita degli asset e in relazione alla tipologia di ecosistema (per esempio, aree naturali, aree sensibili per la biodiversità ecc.) tenendo in considerazione i potenziali impatti sui servizi ecosistemici e sulle comunità. • Indirizza sulle azioni di mitigazione da adottare, applicando la Mitigation Hierarchy. • Definisce l'obiettivo di No Net Loss, No Net Deforestation e No Go nelle aree UNESCO, allineati alla strategia di biodiversità EU, e i criteri di applicazione. Include inoltre le linee guida per la valutazione quantitativa delle perdite di habitat e specie prioritarie e per la definizione dei piani d'azione (BAP – Biodiversity Action Plan).
AMBITO	• Asset sotto il controllo operativo di Enel, inclusi quelli di proprietà, affittati o gestiti, intera value chain.
IRO COPERTI E RIFERIMENTI	• Cambiamenti nell'uso del suolo, acqua dolce, mare. • Dimensione della popolazione di una specie.
STAKEHOLDER COINVOLTI NELLA DEFINIZIONE	• Ribadisce l'importanza della consultazione delle comunità locali e degli stakeholder in tutte le fasi del ciclo di vita degli asset, a partire dalla fase di progettazione e definisce le metriche di rendicontazione di target, impatti e azioni relative alla biodiversità.
DIFFUSIONE	• Politica interna di Gruppo.

Azioni e risorse relative alla biodiversità e agli ecosistemi

ESRS E4-3

Enel ha una consolidata esperienza nella gestione e nella **tutela della biodiversità** all'interno di tutta la sua **value chain**: a partire dalla fase di progettazione e realizzazione dei nuovi asset, nella loro gestione operativa fino al decommissioning, così come nella vendita di prodotti e servizi sostenibili ai clienti. In particolare, negli ultimi anni l'azione si è focalizzata sulla gestione dei potenziali impatti connessi allo sviluppo e alla gestione degli impianti rinnovabili e delle reti di distribuzione, in linea con la strategia di decarbonizzazione del Gruppo, e sulla proposta di soluzioni Nature-Based ai clienti, nella commercializzazione di prodotti e servizi.

AZIONE	DESCRIZIONE	Ambito	Target	Timing	Monitoraggio
Minimizzazione dell'impatto sulla biodiversità legato allo sviluppo di nuove infrastrutture e alla gestione degli asset esistenti	Applicazione della Mitigation Hierarchy in tutte le fasi di progetto e gestione degli impianti, definendo opportuni piani d'azione per la biodiversità, dove necessario.	• **Impianti rinnovabili** • **Reti di distribuzione**	YES	Roadmap di implementazione target entro il 2030, con step intermedi dal 2025	• Monitoraggio e rendicontazione annuale degli impatti su habitat e specie attraverso KPI, basati su mappe internazionali e siti georeferenziati. • Raccolta e aggiornamento trimestrale dei progetti di biodiversità.

YES SI — NO

AZIONE	DESCRIZIONE	Ambito	Target	Timing	Monitoraggio
Integrazione delle soluzioni basate sulla natura nei prodotti e servizi venduti ai clienti	• Definizione di tecniche e approcci progettuali per clienti industriali e pubblica amministrazione. • Sviluppo di un modello per la valutazione degli impatti positivi generati dalle soluzioni e prodotti.	**Prodotti per clienti**	–	Il timing dipende dal prodotto e dalla tipologia di progetto di biodiversità implementato	Definizione di KPI per il monitoraggio e la rendicontazione delle performance ambientali raggiunte sui singoli progetti.

YES SI – NO

Il rischio relativo alla biodiversità viene tenuto in considerazione già dalla fase di **fattibilità e progettazione** di un nuovo asset/infrastruttura, attraverso la scelta del sito di interesse. In questa fase viene valutata la tipologia di habitat, prioritizzando quelli che non presentano potenziali impatti ambientali, come la vicinanza geografica ad aree protette o habitat critici, o eventuali aspetti che possono influire negativamente sulle aree naturali (deterioramento degli habitat naturali e delle specie, utilizzo delle risorse ecc.). Qualora non sia possibile evitare gli impatti, vengono definite azioni sul territorio per mitigarli o compensarli, attraverso l'ingaggio degli stakeholder locali, quali le comunità, le autorità competenti, università ecc. Nella fase di **costruzione** dei nuovi impianti sono inoltre adottati piani d'azione specifici, di cui è monitorata l'efficacia. Nella fase di **esercizio** la tutela della biodiversità diventa parte integrante dei piani di gestione ambientale, attraverso monitoraggi periodici per il controllo degli impatti evidenziati in fase autorizzativa e la continua valutazione degli impatti potenziali che potrebbero verificarsi in seguito, oltre che dell'efficacia delle azioni in corso. In questa fase l'impianto consolida il proprio rapporto con il territorio, sviluppando anche iniziative su base volontaria, come progetti di salvaguardia di specie locali e di miglioramento delle condizioni dell'habitat, basate sulla conoscenza dell'ambiente intorno al sito stesso. I risultati delle azioni di monitoraggio a livello locale sono comunicati e analizzati a livello globale tramite tool interni, permettendo di individuare piani di miglioramento a livello di Gruppo oltre che best practice da implementare in diverse geografie o tecnologie.

I **progetti**, sviluppati su **base volontaria** o in **ottemperanza a *iter* autorizzativi** in corso, riguardano tutte le diverse tecnologie:

- **impianti eolici**: le iniziative riguardano principalmente la riduzione delle interferenze con l'avifauna e la chirotterofauna, tra cui l'installazione di sistemi di detection & deterrent, oggetto di continua ricerca dall'area di Innovation del Gruppo;
- **impianti idroelettrici**: le iniziative degli impianti in esercizio si focalizzano principalmente sulle azioni di ripopolamento ittico per il ripristino dell'ecosistema e delle specie, come il recupero o il miglioramento delle zone di riproduzione o di crescita degli avannotti. Inoltre, per il controllo della stabilità del terreno e il miglioramento delle condizioni dell'habitat si ricorre alla piantumazione di specie autoctone direttamente o nelle vicinanze delle sponde dell'invaso, in aggiunta all'attuazione di programmi di monitoraggio dell'erosione e degrado delle sponde. Alcuni progetti hanno ancora in corso significative azioni di compensazione, come il Programma di Restauro e Area Naturale Protetta presso la centrale idroelettrica "El Quimbo" (400 MW), che prevede il ripristino di un'area di oltre 11.000 ettari, concordato con le autorità locali e sviluppato in più fasi. A oggi sono stati recuperati oltre 7.000 ettari, grazie alla piantumazione di numerose specie autoctone. È stato inoltre fondato un Centro di Ricerca sulla Foresta Tropicale Secca denominato "Attalea", che opera in collaborazione con le università locali su numerose iniziative di ripristino ecologico e progetti a sostegno della ricerca sulla biodiversità. All'interno della zona di ripristino è stata istituita un'area di circa 3.600 ettari come Riserva Naturale della Società Civile denominata "Cerro Matambo", riconosciuta come la più grande area protetta regionale dell'ecosistema della foresta tropicale secca e parte integrante del Sistema Nazionale delle Aree Protette della Colombia (SINAP);

- **impianti solari**: gli interventi di miglioramento interessano principalmente le condizioni degli habitat, anche a beneficio delle specie presenti nel sito interessato, come per esempio, in Brasile, nell'impianto di São Gonçalo (256 MW), oggetto di numerosi interventi di ripristino del suolo e progetti a tutela degli habitat e della biodiversità, sia obbligatori sia volontari, sono in corso programmi di monitoraggio e ripristino della fauna locale attraverso il salvataggio e la cura, realizzati in collaborazione con cliniche veterinarie locali. Anche in Italia, nell'impianto fotovoltaico di Trino (86 MW), si stanno realizzando interventi di riforestazione e creazione di corridoi ecologici, volti a promuovere la salvaguardia e la valorizzazione della biodiversità dell'area naturalistica e boschiva in prossimità del sito, come concordato con le autorità locali in fase di autorizzazione. Tra questi si segnala la riforestazione di una superficie complessiva di circa 9 ettari, attraverso la piantumazione di specie autoctone. In aggiunta agli interventi forestali, sono state realizzate ulteriori opere di compensazione ambientale, quali la creazione di un doppio filare alberato con la piantumazione di 80 alberi e di ulteriori siepi perimetrali. Le aree da ripristinare sono state identificate sia allo scopo di compensare l'impatto visivo dell'impianto sia per ripristinare la connettività ecologica dell'area. Infine, negli impianti agri-voltaici, l'attenzione per habitat e specie è massimizzata, grazie alla progettazione di spazi tra le file dei moduli fotovoltaici dedicati alla coltivazione di erbe aromatiche e officinali, piante alimentari e fiori melliferi, che favoriscono l'insediamento di specie impollinatrici;
- **reti di distribuzione**: a partire dalla fase di design e per tutta la durata della fase di esercizio e manutenzione delle reti esistenti, vengono adottate misure per la tutela dell'avifauna, tra cui l'installazione di dispositivi anti-collisione sui conduttori a intervalli regolari lungo le linee elettriche aeree e l'isolamento delle parti attive. Inoltre, quando necessario, sono previsti interventi di ripiantumazione, spesso richiesti dalle autorità locali, per compensare l'impatto su habitat naturali derivante dalla costruzione di nuove linee o cabine, così come dalle attività di manutenzione, come il taglio della vegetazione lungo le linee. In Colombia, per esempio, Enel è impegnata nei progetti di riforestazione e ripristino degli habitat, in conformità con il regime di compensazione degli impatti previsto dal *Manual de Compensaciones del Componente Biótico* emesso dal Governo colombiano. In particolare, nella regione di Cundinamarca, è stato avviato un importante intervento di compensazione ambientale per mitigare l'impatto dei lavori legati alla linea di trasmissione Zipaquirá-Ubaté, che ha visto la realizzazione nel corso del 2024 di diverse attività, tra cui l'espianto, la raccolta, lo stoccaggio e la ripiantumazione della flora vascolare, al fine di preservare le specie autoctone della zona impattate dal cantiere. A queste azioni si aggiunge la piantumazione di circa 2.400 alberi appartenenti a specie autoctone. Nel territorio di Alto del Cabra, invece, Enel ha implementato un progetto di compensazione ambientale per mitigare gli impatti derivanti dalla linea di trasmissione Nueva Esperanza-Indumil, legati al taglio boschivo e agli effetti ecologici, in particolare sulle epifite non vascolari, con la piantumazione di oltre 700 alberi di specie native. Anche in Brasile, nell'area di San Paolo, sono in corso diversi progetti di compensazione, quali per esempio la realizzazione di interventi di riforestazione e ripristino degli habitat, nell'ambito dell'iniziativa *Plantio Compensatório Rurais*, in ottemperanza alle prescrizioni di legge, per compensare gli impatti associati alle fasi di costruzione e manutenzione delle reti, che prevede piantumazioni rurali, realizzate principalmente lungo le rive dei bacini idroelettrici o, in misura minore, nelle unità di conservazione o nei parchi della città. Dal 2017 a oggi Enel ha gestito la riforestazione di 71 ettari di cui circa 8 sono stati oggetto di ripiantumazione a fronte della costruzione di linee e cabine. Sempre a San Paolo è stato lanciato il *Programa Nascentes,* un'iniziativa volta alla riforestazione e al ripristino degli habitat, con interventi prevalentemente obbligatori, finalizzati alla conservazione delle sorgenti, alla protezione dei corsi d'acqua e al ripristino dei corridoi ecologici. Parte di questi progetti si sviluppa in aree protette, come Anhembi I, nella stazione ecologica statale di Barreiro Rico, che ospita numerosi mammiferi e uccelli selvatici, tra cui 7 specie classificate come minacciate di estinzione. Inoltre, sono state identificate 5 specie di primati, rendendo la stazione una delle aree più ricche di questo ordine di animali all'interno del bioma della Mata Atlântica. Enel gestisce attualmente 85 ettari riforestati nell'ambito del programma, con interventi avviati dal 2017. Di questi, circa 11 ettari sono stati oggetto di ripiantumazione a fronte della costruzione di nuove linee, in particolare per la costruzione di 11 km di linea in AT (RAC Sabesp).

Le misure di mitigazione degli impatti, che includono quando necessario anche **misure di compensazione**, sono definite localmente, attraverso la consultazione attiva degli stakeholder interessati, quali per esempio le comunità locali, le autorità predisposte al rilascio delle autorizzazioni, gli enti di ricerca che collaborano nella progettualità e altro. In ottica di raggiungere il No Net Loss, Enel si è dotata di una metodologia per definire quantitativamente, nella fase di costruzione di

nuovi impianti, gli impatti su habitat e specie e dare indicazioni univoche su come compensarli, al fine di poter considerare l'impianto No Net Loss.

Integrazione delle soluzioni basate sulla natura nei prodotti e servizi venduti ai nostri clienti

Enel è inoltre impegnata a valorizzare la biodiversità anche attraverso l'integrazione di soluzioni Nature-Based (NBS) nell'offerta commerciale di servizi e prodotti, ossia tecniche e approcci progettuali per clienti industriali e pubblica amministrazione che impiegano la natura e i processi a essa ispirati per aumentare la resilienza della città e valorizzare la biodiversità. A tal fine, Enel ha sviluppato specifici modelli, che consentono rispettivamente di identificare le soluzioni NBS associabili alle diverse soluzioni di business e valutarne i potenziali impatti positivi generati sul clima, le risorse naturali e le comunità. Nel corso del 2024 il modello è stato già applicato ad alcuni progetti come, per esempio, quello di riqualificazione del parco cittadino di Imperia in Italia, quello realizzato presso l'hotel Mandarin Oriental di Santiago del Cile e quello agri-voltaico nello stato del Pernambuco in Brasile.

Metriche e obiettivi

Obiettivi relativi alla biodiversità e agli ecosistemi

ESRS E4-4

L'impegno di Enel

Enel si impegna a raggiungere il **No Net Loss di biodiversità** per le nuove infrastrutture entro il 2030, avviandone l'adozione su progetti selezionati in aree ad alta importanza di biodiversità a partire dal 2025. Per raggiungere questo obiettivo, Enel opererà in linea con i princípi della Mitigation Hierarchy, per evitare, minimizzare e recuperare gli impatti sugli habitat naturali o su specie che sono minacciate, endemiche o con areale ristretto.

Inoltre, Enel si impegna a conservare le foreste e, nel caso in cui una deforestazione non possa essere evitata, provvederà a riforestare aree di valore equivalente in linea con il principio della **"No Net Deforestation"**.

Enel non costruirà nuove infrastrutture di generazione in aree designate come UNESCO World Heritage Natural Site.

KPI	POLITICHE	PERIMETRO	BASELINE	MILESTONE 2027	TARGET	STATO
Raggiungimento No Net Loss (NNL) per le nuove infrastrutture al 2030(1)	• Politica di Biodiversità • Politica di Gestione della Biodiversità	Enel a livello globale	Anno: 2024(2)	**Atteso 40%** % asset che soddisfano il NNL sul numero totale degli asset entrati in esercizio nell'anno di reporting	**100% al 2030**	In linea
Raggiungimento No Net Deforestation per le nuove infrastrutture al 2030(1)	• Politica di Biodiversità • Politica di Gestione della Biodiversità	Enel a livello globale			**100% al 2030**	In linea

Non in linea | In linea | Raggiunto

(1) L'impegno è stato preso nel 2021.
(2) Nel 2024 è stata definita la milestone al 2027 che è calcolata sulla base della Capacità Addizionale costruita nel 2027 (riferita agli impianti di generazione) in linea con le assunzioni del Piano Industriale 2025-2027.

L'impegno di Enel nella tutela della biodiversità e degli ecosistemi trova sostanza nell'adozione di un target volontario di No Net Loss e No Net Deforestation, in linea con il quadro globale post-2020 in materia di biodiversità e con gli aspetti pertinenti della strategia dell'UE sulla biodiversità per il 2030[39].

La metrica adottata nella formulazione del target segue le indicazioni della comunità scientifica (IFC Standard 6[40] and SBTN Technical Guidance 2024 for Land[41]). L'implementazione del NNL sugli asset nuovi che entrano in esercizio, garantisce la tutela di habitat e specie potenzialmente impattate, mitigando gli impatti e i rischi di biodiversità.

Per implementare il proprio commitment, Enel ha sviluppato nel 2022 una metodologia quantitativa per l'adozione sito-specifica del principio di No Net Loss sulla biodiversità, inserendola come linea guida nella Politica interna di Gruppo di Gestione della Biodiversità. La metodologia prevede l'applicazione del **principio della Mitigation Hierarchy**, evitando dove possibile la costruzione di nuovi impianti di generazione e di asset rilevanti per le reti in Habitat Naturali[42], definiti a livello Globale come prima soglia ecologica da considerare. Nel caso si ricada in tali habitat o in presenza di specie prioritarie[43], vengono definiti criteri di calcolo per la quantificazione degli impatti e date indicazioni per la compensazione, prioritizzando azioni di recupero di habitat in sito, nel rispetto delle criticità degli ecosistemi locali. Nel caso invece vengano selezionati Habitat Modificati o si ricada in aree a basso rischio di biodiversità[44], il progetto si considera allineato con l'obiettivo di No Net Loss, valutando solo dove presenti gli impatti sulle specie prioritarie. L'applicazione del NNL garantisce anche il rispetto del commitment di No Net Deforestation. Dal 2023 la metodologia è stata testata su impianti in fase di progettazione e in esercizio sia di generazione rinnovabile sia di distribuzione, permettendo di affinare le metriche di valutazione degli impatti e di compensazione.

In linea con il proprio commitment definito nel 2021, che prevede il raggiungimento del No Net Loss e No Net Deforestation per le nuove infrastrutture al 2030, Enel si è impegnata **all'applicazione del NNL su progetti selezionati in aree ad alto valore di biodiversità, a partire dal 2025**. Inoltre, nel 2024 Enel ha definito una **milestone al 2027**, in linea con il Piano Strategico 2025-2027, prevedendo che il **40% dei nuovi impianti di generazione** che contribuiranno alla capacità addizionale costruita nell'anno, **soddisfino il principio di NNL**.

Questi obiettivi si aggiungono all'impegno preso nel 2021 e attutato dal 2022 di **non costruire nuove infrastrutture di generazione in aree designate come UNESCO World Heritage Natural Site.**

Metriche d'impatto relative ai cambiamenti della biodiversità e degli ecosistemi

ESRS E4-5

Enel ha definito metriche di calcolo per gli indicatori di impatto sulla biodiversità in funzione della tecnologia di business e della loro distribuzione sul territorio. Per la definizione degli indicatori, Enel utilizza strumenti applicativi georeferenziati quali il Portale GIS (Sistema di informazione geografica) per gli asset di generazione, rappresentati principalmente mediante il layout dell'impianto, e il Portale PUC (Portale Unico Cartografico) per quelli di distribuzione, la cui estensione è rappresenta in modalità lineare

39. Sono esclusi gli asset e/o le connessioni grid su cui insistono prescrizioni sulla localizzazione da parte delle autorità in fase di gara.
40. Biodiversity Conservation and Sustainable Management of Living Natural Resources (2012): https://www.ifc.org/en/insights-reports/2012/ifc-performance-standard-6.
41. https://sciencebasedtargetsnetwork.org/wp-content/uploads/2023/05/Technical-Guidance-2023-Step3-Land-v0.3.pdf.
42. Definiti da IUCN - Unione Mondiale per la Conservazione della Natura (https://www.iucnredlist.org/resources/habitat-classificationscheme).
43. Le specie prioritarie sono quelle classificate come minacciate secondo la classificazione della lista rossa IUCN o da altri studi di letteratura; in aggiunta, anche le parti interessate o le autorità possono identificare specie prioritarie durante la fase di autorizzazione.
44. Si considerano incluse le seguenti categorie:
    - aree definite dalla direttiva Repower EU Directive come "acceleration areas", o per cui è stata definita una procedura di permitting semplificato, dalle leggi nazionali europee, per accelerare lo sviluppo delle rinnovabili;
    - linee MT e cabine primarie dove non sono richieste valutazioni di impatto ambientale;
    - progetti di "Repowering" eseguiti su asset esistenti;
    - progetti di refurbishment e repurposing.

per le reti MT e AT, e puntuale per le cabine primarie e secondarie[45]. L'obiettivo è correlare informazioni georeferenziate relative a mappe globali di specie e habitat rispetto alla localizzazione dell'infrastruttura stessa per valutarne gli impatti, tenendo conto delle specificità legate alla tecnologia. Tali indicatori sono utilizzati in fase di progettazione delle nuove infrastrutture per la scelta del sito e l'analisi preliminare di potenziali impatti ambientali, nell'analisi di prioritizzazione degli asset operativi così come ai fini della rendicontazione di Gruppo. Per maggiori dettagli si veda il paragrafo "Processo per individuare e valutare gli impatti, i rischi e le opportunità rilevanti per l'ambiente".

Nella tabella seguente sono riportati i principali indicatori relativi agli impatti sulla biodiversità utilizzati declinati nelle principali tecnologie del Gruppo.

Indicatore	Generazione	Distribuzione
Asset in aree sensibili	Siti di generazione che ricadono in almeno una delle aree ad **Alta Significatività per la Biodiversità** classificate come segue: • **Aree Protette**: UNESCO World Heritage Natural Sites e IUCN I-IV. • **Critical Habitat**: definiti dall'IFC Performance Standard 6, mappate "likely" dall'UNEP-WCMC, Conservation International and Fauna & Flora International[46]. • Presenza di **specie minacciate** come da classificazione IUCN Red List, pesate rispetto al rischio estinzione.	Asset di distribuzione (cabine e linee AT/MT) che ricadono in una delle seguenti classificazioni: • **Aree Protette**: UNESCO World Heritage Natural Sites e IUCN I-IV. • **Critical Habitat**: definiti dall'IFC Performance Standard 6, mappate "likely" dall'UNEP-WCMC, Conservation International and Fauna & Flora International.
Trasformazione del suolo	Superficie di suolo classificato come "Habitat Naturale" secondo le categorie di habitat di IUCN[47] su cui sono realizzati i **nuovi asset entrati in esercizio nell'anno di reporting**.	Superficie di suolo classificato come "Habitat Naturale" secondo le categorie di habitat di IUCN su cui **sono presenti** asset di distribuzione.
Numero e tipologia delle specie minacciate	Numero e tipologie di specie minacciate **mappate nei progetti di biodiversità** relativi agli impianti in esercizio. La tipologia delle specie segue la classificazione red list IUCN.	

Asset in aree sensibili

Generazione

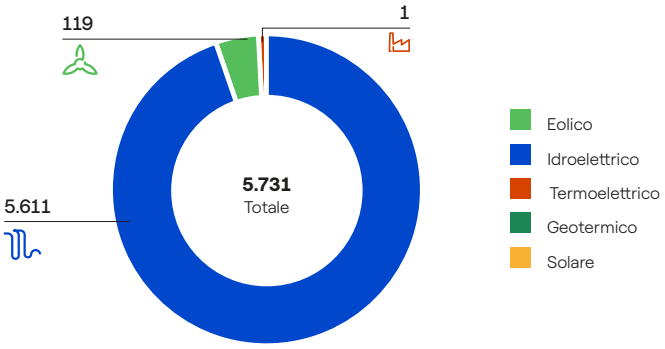
La maggior parte dei siti presenti in aree sensibili sono relativi a impianti idroelettrici, costruiti in gran parte negli anni Settanta o precedentemente (in molti casi prima della creazione delle aree protette, della classificazione dei critical habitat o dell'identificazione di specie animali minacciate), sia in Europa sia in Cile, e gestiti secondo piani di gestione dei bacini condivisi con le autorità locali. Nel 2024 non è entrato in esercizio nessun nuovo impianto in aree sensibili.

Siti di generazione in aree sensibili[48]	**60/162**	**110/251**	**514/590**	**34/56**	**35/36**

Gli impianti di generazione che ricadono totalmente o parzialmente in aree protette sono 106 e rappresentano il 2,3% della superficie totale occupata da tutti gli asset (245.786 ha). Dal 2013 non si costruiscono nuovi impianti nelle aree protette.

45. L'occupazione del suolo per le cabine primarie e secondarie è relazionata con l'occupazione di superficie (variabile in funzione della tecnologia), mentre per le linee MT e AT come la proiezione geometrica sul suolo della lunghezza delle stesse per l'ampiezza della relativa fascia di rispetto che varia in funzione della tecnologia e del Paese.
46. Si veda UNEP-WCMC Resources, in cui vengono citate le tipologie di aree sensibili, tra cui le Key Biodiversity Areas.
47. IUCN – Unione Mondiale per la Conservazione della Natura (https://www.iucnredlist.org/resources/habitat-classificationscheme).
48. Il numero degli impianti in aree ad alta importanza di biodiversità è stato modificato a valle dell'aggiornamento delle mappe tematiche e dell'affinamento delle metodologie di calcolo (per esempio, per gli impianti idroelettrici sono stati accorpati gli ausiliari di impianto con l'isola produttiva e i relativi bacini).

IMPIANTI DI GENERAZIONE IN AREE PROTETTE (HA)



Distribuzione

Nella distribuzione gli asset di MT/AT che ricadono in aree protette rappresentano il 2,9% della superficie totale occupata (484.191[49] ha), risultando pari a 14.186,8 ha (corrispondenti a 15.358 km). Nei casi in cui l'infrastruttura ricada in un'area protetta, dovendo ottemperare all'obbligo di servizio, Enel realizza le migliori soluzioni per mitigare l'impatto con l'ambiente circostante.

Gli asset MT/AT che ricadono in Critical Habitat sono invece il 7,8% della superficie totale, equivalenti a 37.804,0 ha (corrispondenti a 58.659 km).

Biodiversità ed ecosistemi

	UM	2024	2023	2024-2023	
Impianti di generazione in esercizio che ricadono in aree sensibili per la biodiversità	n.	753	n.d.	-	-
- di cui impianti di generazione in esercizio che ricadono in aree protette	n.	106	n.d.	-	-
- di cui ettari occupati da impianti di generazione in esercizio che ricadono in aree protette	ha	5.731,3	n.d.	-	-
Ettari occupati dagli asset di distribuzione(1) che ricadono in Critical Habitat	ha	37.804,0	n.d.	-	-
Ettari occupati dagli asset di distribuzione che ricadono in Aree Protette	ha	14.186,8	n.d.	-	-

(1) Il perimetro è relativo alle reti MT e AT di Italia, Spagna, Cile, Colombia e Brasile.

Trasformazione del suolo

Generazione

Gli impianti di generazione entrati in esercizio nel 2024 hanno un'occupazione di suolo pari a 5.005 ha: di questi 2.497 ha (50%) sono stati costruiti su habitat modificati e i restanti 2.508,1 ha (50%) su habitat naturali di cui circa il 50% in Brasile. Degli habitat naturali impattati solo 223 ha risultano in habitat forestale dai database globali, normalmente associati a una porzione dell'area di progetto, che in fase di costruzione dell'impianto si è cercato di preservare, o nel caso di impatto, di compensare attraverso iniziative locali.

Trasformazione degli habitat naturali

	UM	2024	2023	2024-2023	
Ettari occupati da asset di generazione entrati in esercizio nell'anno corrente che ricadono in habitat naturali	ha	2.508,1	n.d.	-	-

Distribuzione

Per quanto riguarda la rete di distribuzione, la quasi totalità delle linee in AT e MT è stata realizzata negli anni Settanta, interessando principalmente habitat di tipo antropizzato. Nello specifico, circa il 70% degli asset MT/AT di distribuzione ricade in habitat modificati, il 30% in habitat naturali.

49. L'occupazione di suolo relativa agli asset è in fase di aggiornamento. Il perimetro è relativo alle reti MT e AT di Italia, Spagna, Cile, Colombia e Brasile.

Numero e tipologia di specie minacciate

Enel individua e valuta la presenza di specie a rischio, con particolare attenzione a quelle inserite nella lista rossa dell'Unione Internazionale per la Conservazione della Natura (IUCN) e nelle liste di conservazione nazionali. Di seguito il dettaglio del numero totale di specie identificate nelle aree interessate dai progetti di biodiversità relative agli impianti in esercizio, per livello di rischio estinzione.

Paese	N. progetti	di cui volontari	Tipo progetti				Specie	N. specie della lista rossa IUCN[1]					
			Conservazione (specie)	Monitoraggio	Restauro (habitat)	Ricerca e altri scopi	Classe	CR	END	VUL	NT	LC	Totale
Iberia	62	50%	36	3	12	11	Avifauna; Chirotteri; Fauna terrestre (Mammiferi); Flora terrestre	-	2	12	9	29	52
Italia	38	61%	25	8	5	0	Avifauna; Chirotteri; Fauna terrestre (Mammiferi); Flora terrestre; Ittiofauna	4	14	16	-	12	46
Resto del mondo[2]	101	15%	14	52	28	7	Avifauna; Chirotteri; Fauna terrestre (Mammiferi); Flora terrestre; Fauna acquatica (Anfibi e Rettili); Ittiofauna	4	10	57	40	760	871
Totale	**201**	**34%**	**75**	**63**	**45**	**18**		**8**	**26**	**85**	**49**	**801**	**969**

(1) In Pericolo Critico (CR) - In Pericolo (EN) - Vulnerabile (VU) - Quasi Minacciata (NT) - Minor Preoccupazione (LC).
(2) Argentina, Brasile, Cile, Colombia, Guatemala, Messico, Nord America e Sudafrica.

Metriche di monitoraggio dei piani d'azione

Nel 2024 sono stati realizzati oltre **200 progetti** per la tutela delle specie e degli habitat naturali negli **impianti in esercizio**, di cui circa 40 sviluppati in partnership con enti governativi, organizzazioni non governative e università, per un investimento complessivo di circa 16 milioni di euro. I progetti sono realizzati in tutte le geografie e riguardano principalmente gli impianti di generazione rinnovabili in esercizio e le reti di distribuzione e hanno previsto attività di recupero di habitat per **10.455 ha**[50], la maggior parte dei quali relativi ad attività di ripristino ecologico e riforestazione, prevalentemente in Brasile e Spagna. In aggiunta, nel 2024 sono stati realizzati ulteriori **40 progetti** relativi a **cantieri di costruzione** di impianti di generazione elettrica, di cui 27 relativi a impianti entrati in esercizio nell'anno, prevalentemente in Colombia e Spagna, volti al recupero di habitat, alla conservazione e al monitoraggio delle specie autoctone impattate, per un investimento complessivo di oltre 5,8 milioni di euro. Negli **impianti in decommissioning** i progetti attivi sono **2** nelle centrali in dismissione in Italia e Cile.

Esempi di misure di mitigazione degli impatti sulla biodiversità, in applicazione della relativa politica, sono disponibili nella sezione Sostenibilità del sito www.enel.com[51].

Valutazione 2024 degli impatti dei progetti di biodiversità	Numero di siti	Ettari
Numero di siti e superficie totale utilizzata per le attività operative[1]	**512**	**60.537**
Assessment		
Siti in cui sono state condotte valutazioni di impatto sulla biodiversità negli ultimi cinque anni	**512**	**60.537**
Esposizione		
Siti con valutazione dell'impatto sulla biodiversità in prossimità di aree critiche e area totale di questi siti[2]	**240**	**9.887**
Piani di gestione		
Siti con valutazione dell'impatto sulla biodiversità e situati in prossimità di aree critiche che dispongono di un piano di gestione della biodiversità, e area totale di questi siti[3]	**24**	**2.493**

(1) Asset di generazione in esercizio, esclusi quelli nucleari e considerando solo i bacini idroelettrici in esercizio negli ultimi 10 anni.
(2) Per identificare gli asset di generazione in critical habitat, tutte le aree sensibili (rif. ESRS E4 -5) sono state considerate.
(3) Progetti di biodiversità in corso nel 2024.

50. Il dato fa riferimento a ettari recuperati, relativamente ai soli progetti di recupero habitat in corso nel 2024.
51. https://www.enel.com/it/investitori/sostenibilita/strategia-progresso-sostenibile/biodiversita.

Uso delle risorse ed economia circolare

ESRS E5

3.775.638 t

TOTALI RIFIUTI PRODOTTI

3.777.325 nel 2023

2.634.863 t

DI CUI RIFIUTI PRODOTTI DA ATTIVITÀ OPERATIVE E DI MANUTENZIONE

3.207.895 nel 2023

Di seguito si riportano i risultati di Gruppo del processo di doppia materialità 2024 per le tematiche relative a "Uso delle risorse ed economia circolare", con il dettaglio degli IRO materiali individuati che hanno guidato l'elaborazione della presente sezione.

SOTTOTEMA	DESCRIZIONE IRO	TIPO	TARGET/ PIANO D'AZIONE
RIFIUTI **Sotto-sottotema** Rifiuti non pericolosi da attività di esercizio e manutenzione (O&M)	Vantaggio reputazionale ed economico legato alla riduzione della produzione e della destinazione a discarica di rifiuti non pericolosi da attività operative dirette e indirette mediante l'ottimizzazione dei processi di trasformazione e di recupero e la promozione di filiere sostenibili di destinazione finale.	☆	Target: • Riduzione del quantitativo totale di rifiuti

☆ Opportunità

Politiche per l'uso delle risorse e l'economia circolare

ESRS E5-1

La riduzione dei rifiuti prodotti e la loro gestione ottimale rappresentano obiettivi strategici della Politica Ambientale di Enel, cui si rimanda per ulteriori dettagli. Tali obiettivi vengono perseguiti con costante impegno per prevenire la produzione e per massimizzare il riutilizzo, riciclo e recupero dei rifiuti, in un'ottica di economia circolare delle risorse in linea con la gerarchia di gestione dei rifiuti, oltre che con le politiche interne di Gestione dei Rifiuti e Gestione Circolare di Beni e Materiali.

POLITICA DI GESTIONE DEI RIFIUTI	DESCRIZIONE
CONTENUTI PRINCIPALI	• Raccogliere e condividere le migliori pratiche e regole gestionali sviluppate all'interno del Gruppo. • Introdurre la gerarchia delle priorità adottate nella gestione dei rifiuti: prevenzione, riutilizzo, riciclo, recupero e smaltimento, sottolineando l'attenzione rivolta sin dalla fase di approvvigionamento verso la selezione di prodotti a ridotto impatto ambientale. • Individuare i ruoli, le responsabilità, i criteri di classificazione e le procedure di controllo atti a prevenire e ridurre i rischi per l'ambiente e per l'organizzazione e a garantire la conformità aziendale alle leggi e alle normative locali.
AMBITO	• Asset sotto il controllo operativo di Enel e intera value chain.
IRO COPERTI E RIFERIMENTI	• Rifiuti non pericolosi da attività di esercizio e manutenzione (O&M).
STAKEHOLDER COINVOLTI NELLA DEFINIZIONE	• Fornitori qualificati di servizi e beni.
DIFFUSIONE	• Politica interna.

POLITICA DI GESTIONE CIRCOLARE DEI BENI E MATERIALI	DESCRIZIONE
CONTENUTI PRINCIPALI	• Definisce le modalità di gestione delle materie prime secondarie e dei beni usati, mirando a massimizzare la loro valorizzazione economica e socio-ambientale, in linea con un approccio circolare.
AMBITO	• Asset sotto il controllo operativo di Enel e value chain.
IRO COPERTI E RIFERIMENTI	
STAKEHOLDER COINVOLTI NELLA DEFINIZIONE	• Fornitori qualificati di servizi e beni.
DIFFUSIONE	• Politica interna.

Piano d'azione per la gestione degli IRO materiali

ESRS E5-2

Il processo di decarbonizzazione intrapreso da Enel ha consentito una progressiva e drastica riduzione dei quantitativi di rifiuti prodotti dalle attività di esercizio e manutenzione (O&M – Operation and Maintenance) degli impianti termoelettrici a carbone, un tempo preponderanti nella produzione di rifiuti. Nei prossimi anni è quindi previsto l'azzeramento della produzione e successivamente dello smaltimento delle ceneri da carbone e dei gessi da desolforazione, in linea con il Piano "Net Zero" che prevede la chiusura delle centrali entro il 2030. Per maggiori dettagli si veda la sezione "Cambiamenti climatici".

AZIONE	DESCRIZIONE	Ambito	Target	Timing	Monitoraggio
Riduzione produzione di rifiuti da attività O&M(1)	Il phase-out in atto degli impianti a carbone consente una drastica riduzione dei relativi rifiuti di processo (ceneri, gessi e fanghi).	**Attività di O&M dirette e indirette presso asset operativi**	YES	2030	Attuazione del piano di decarbonizzazione e Net Zero.
Incremento della percentuale di recupero	Definizione di programmi e procedure specifiche per massimizzare il recupero e riciclo dei rifiuti.	**Attività dirette e indirette di O&M, cantieri e decommissioning**	—	Sulla base delle iniziative locali di Paese/business	KPI di monitoraggio e rendicontazione.
Responsabilità estesa del produttore	• Inclusione nel target di gruppo dei quantitativi di rifiuti prodotti dalle imprese in appalto.	**Attività di O&M dirette e indirette presso asset operativi**	YES	2030	KPI di monitoraggio e rendicontazione.
Responsabilità estesa del produttore	• In fase di post-consumo, ritiro e recupero delle apparecchiature installate presso i clienti. • Campagne periodiche di sensibilizzazione dei clienti.	**Prodotti e servizi offerti ai clienti finali**	—	In base ai programmi attuativi di Paese	In base ai programmi attuativi di Paese.
Valorizzazione tecnico-economica dei beni a fine vita e dei rifiuti	• Adozione di procedure e raccomandazioni per la raccolta, classificazione e destinazione finale di beni e rifiuti.	**Attività sotto il controllo operativo del Gruppo**	—	In base agli specifici piani di esercizio, refurbishment o decommissioning degli asset	In base agli specifici piani di esercizio, refurbishment o decommissioning degli asset.

YES SI — NO

(1) Nel caso delle reti di distribuzione sono comprese anche le attività di costruzione e refurbishment di asset in considerazione della dimensione e capillarità dei cantieri.

Enel si è impegnata nella riduzione della produzione di rifiuti dalle attività di O&M[52], presso i propri siti operativi, ponendosi un target volontario di riduzione in termini assoluti dei rifiuti prodotti direttamente da Enel e dalle imprese appaltatrici operanti nei propri siti. Per quanto riguarda la quota di rifiuti prodotta da questi ultimi, si tratta in misura prevalente di rifiuti derivati dalle attività della distribuzione elettrica, costituiti in massima parte da terre e rocce da scavo e da materiali inerti da costruzione e demolizione civile e stradale, che in alcuni Paesi principali, tra cui l'Italia, vengono classificati e gestiti come rifiuti e destinati prevalentemente al recupero. La definizione del target fa propri i princípi di responsabilità estesa del produttore di rifiuti raccomandati dalle norme comunitarie e consente di evidenziare, nell'ambito della transizione energetica in corso, il crescente ruolo all'interno di Enel delle attività di gestione delle reti di distribuzione elettrica, di servizio (per esempio, le reti di illuminazione pubblica e mobilità elettrica) e degli impianti rinnovabili.

Enel è impegnata in diversi programmi per massimizzare il recupero dei materiali e riciclo dei rifiuti, anche attraverso iniziative innovative quali il progetto Photorama[53], incentrato sul riciclo dei pannelli solari.

Infine, riguardo ai prodotti e servizi offerti ai clienti finali, Enel si impegna a minimizzare il loro impatto nei cicli di produzione, selezionando i propri provider anche sulla base delle informazioni (verificate, traspa-

52. Nel caso delle reti di distribuzione sono comprese anche le attività di costruzione e refurbishment di asset in considerazione della dimensione e capillarità dei cantieri.
53. https://www.photorama-project.eu/.

renti e confrontabili) sull'impatto ambientale di singoli prodotti e sulla base dell'impiego di materie prime riciclabili nei prodotti e negli imballaggi. Inoltre, vengono condotte campagne periodiche di sensibilizzazione dei clienti sui temi della Sostenibilità e della gestione a fine vita, garantendo nella fase di post-consumo il ritiro e recupero delle apparecchiature installate secondo un modello di responsabilità estesa del produttore.

Metriche e obiettivi

Obiettivi

ESRS E5-3

KPI	POLITICHE	PERIMETRO	BASELINE	CONSUNTIVO 2024	TARGET	STATO
Riduzione del quantitativo totale di rifiuti	• Politica Ambientale • Politica di Gestione dei Rifiuti	Attività di esercizio e manutenzione (O&M) dirette e indirette in tutte le geografie	Anno: 2017 Valore: **6,7 Mt**	2,6 [Mt] (-61% vs 2017)	**3,1 [Mt]** (-54% vs 2017) **al 2027** **3,0 [Mt]** (-55% vs 2017) **al 2030**	

Non in linea | In linea | Raggiunto

Enel ha adottato un target volontario al 2030 di riduzione dei rifiuti prodotti dalle attività di O&M presso i propri siti operativi pari al 55% rispetto all'anno di riferimento (2017). Questo obiettivo nasce prioritariamente dall'attuazione del piano di decarbonizzazione e transizione energetica adottato da Enel, che implica, in particolare, l'azzeramento al 2030 dei rifiuti di processo degli impianti a carbone, quali ceneri, gessi e fanghi da desolforazione.

Nel 2024 i rifiuti totali prodotti da attività di O&M sono risultati pari a 2,6 Mt, corrispondenti al -61% rispetto alla baseline 2017, e in significativa diminuzione (-17,9%) rispetto al 2023 (3,2 Mt). Questo risultato è soprattutto dovuto alla drastica riduzione nell'anno trascorso dei quantitativi di rifiuti prodotti dagli impianti termoelettrici a carbone giunti al phase-out. La produzione totale di rifiuti O&M ha raggiunto valori in linea con il target finale, anche se saranno possibili oscillazioni nei prossimi anni a causa degli importanti investimenti in atto per la manutenzione e l'ammodernamento delle reti elettriche, soprattutto in Italia, da cui si generano la maggior parte dei rifiuti del Gruppo. L'impegno per i prossimi anni sarà prioritariamente rivolto a confermare e migliorare ulteriormente, ove possibile, i ratei di recupero.



Flussi di risorse in uscita

ESRS E5-5

I rifiuti totali prodotti da Enel nel corso del 2024 sono stati pari a 3.775.638 t, di cui 2.634.863 t derivanti dalle attività di O&M (70%) e 1.140.775 t dalle attività di costruzione e demolizione di generazione.

I **rifiuti dalle attività di O&M** sono rappresentati in misura nettamente preponderante (98%) da rifiuti non pericolosi (2.591.234 t), costituiti principalmente da inerti lapidei e terre e rocce da scavo, inclusi ceneri e gessi, la cui produzione è risultata nel 2024 in netta diminuzione (-81,3%) rispetto al precedente anno per effetto della progressiva chiusura delle centrali a carbone. La percentuale complessiva di rifiuti da O&M avviati a recupero è stata complessivamente dell'88,4%, in miglioramento rispetto al precedente anno (85,2% nel 2023). Risultano recuperati in misura pressoché completa le terre e rocce da scavo e gli inerti lapidei, che ne rappresentano le frazioni principali, derivanti soprattutto dalle attività sulle reti elettriche. Risultano molto elevati anche i ratei di recupero delle ulteriori categorie principali, quali i rifiuti industriali di manutenzione degli impianti di generazione e delle reti elettriche, i RAEE e gli scarti metallici, tra cui ferro, rame e alluminio. Si segnala invece una diminuzione della percentuale di recupero di ceneri e gessi, rispettivamente pari al 15,9% e al 67,9%, rispetto al precedente anno (con valori pari a 75% e al 88% nel 2023), a causa sia della più bassa qualità dei rifiuti residuati sia di una contrazione dei mercati di riutilizzo locali.

Il quantitativo totale di rifiuti pericolosi O&M inviati a smaltimento è risultato nel 2024 pari a 12.637 t (pari al 29,0% del totale di rifiuti pericolosi), come conseguenza dei più bassi quantitativi prodotti ma anche delle migliori performance gestionali (36.293 t nel 2023, pari al 53% dei rifiuti pericolosi prodotti).

I rifiuti derivanti dalle attività di **costruzione e demolizione** di generazione sono prevalentemente associati alle attività di costruzione di impianti rinnovabili e di demolizione degli impianti termoelettrici a fine vita, in linea con l'attuazione del processo di decarbonizzazione e di transizione energetica. In particolare, per i rifiuti derivanti dalla dismissione degli impianti a fine vita, costituiti prevalentemente da beni riutilizzabili e rifiuti metallici di pregio, vengono adottate tecniche di demolizione selettiva delle strutture e procedure gestionali dedicate per la loro migliore valorizzazione economica. Dalle attività di costruzione di nuovi impianti rinnovabili si generano invece soprattutto materiali inerti, come terre e rocce da scavo, prioritariamente riutilizzati in loco come materie prime secondarie. Complessivamente sono state prodotte 1.140.775 t di rifiuti, in significativo aumento rispetto al precedente anno (569.430 t nel 2023), soprattutto per il maggior contributo dei cantieri di costruzione di nuovi impianti rinnovabili. Si tratta prevalentemente di rifiuti non pericolosi (98,0%), soprattutto destinati al recupero (79,5%), costituiti principalmente da terre e rocce da scavo, inerti lapidei e, per le attività di demolizione, anche da rifiuti industriali, fra i quali principalmente metalli. La percentuale complessiva di rifiuti, pericolosi e non pericolosi, destinati a smaltimento è risultata invece pari al 22,1%, in calo rispetto al precedente anno (42,5%).

I valori relativi alla produzione dei rifiuti pericolosi e non pericolosi, così come i quantitativi inviati alle diverse destinazioni finali, sono determinati nella maggior parte dei casi attraverso misurazioni dirette. I rifiuti vengono pesati presso i destinatari finali di conferimento e, in alcuni casi, già all'interno dell'asset Enel in cui sono generati, qualora questo sia dotato di uno strumento di pesa certificato. Per quanto riguarda i rifiuti prodotti dalle imprese in appalto, i dati e i documenti di trasporto sono registrati dagli appaltatori, anche mediante l'utilizzo di tool informatici per la consuntivazione dei lavori, periodicamente verificati da Enel. I dati raccolti vengono inseriti semestralmente nel tool di raccolta dati ambientale di Gruppo, dove vengono validati e aggregati ai diversi livelli dell'organizzazione

	UM	2024	2023	2024-2023	
Totale rifiuti prodotti	t	**3.775.638**	**3.777.325**	**(1.687)**	**-**
- di cui da attività di Operation & Maintenance[1]	t	2.634.863	3.207.895	(573.032)	-17,9%
- di cui da attività di costruzione e demolizione da cantieri	t	1.140.775	569.430	571.345	-
Rifiuti radioattivi	m^3	**235,0**	**172,4**	**62,6**	**36,3%**
Operation & Maintenance					
Rifiuti non pericolosi	t	2.591.234	3.139.191	(547.957)	-17,5%
Rifiuti pericolosi	t	43.629	68.704	(25.075)	-36,5%
- di cui ceneri e gessi	t	138.158	739.883	(601.725)	-81,3%
Rifiuti non destinati allo smaltimento	t	**2.328.331**	**2.732.658**	**(404.327)**	**-14,8%**
Riciclaggio e riutilizzo	t	**2.328.331**	**2.732.658**	**(404.327)**	**-14,8%**
- di cui rifiuti pericolosi	t	30.991	32.411	(1.420)	-4,4%
- di cui rifiuti non pericolosi	t	2.297.340	2.700.247	(402.907)	-14,9%
Rifiuti destinati allo smaltimento	t	**306.532**	**475.365**	**(168.833)**	**-35,5%**
Smaltimento in discarica	t	263.250	360.182	(96.932)	-26,9%
- di cui pericolosi	t	6.185	7.155	(970)	-13,6%
- di cui non pericolosi	t	257.065	353.027	(95.962)	-27,2%
Incenerimento	t	9.579	2.829	6.750	-
- di cui pericolosi	t	1.670	2.396	(726)	-30,3%
- di cui non pericolosi	t	7.909	433	7.476	-
Altre operazioni di smaltimento	t	33.703	112.354	(78.651)	-70,0%
- di cui pericolosi	t	4.782	26.742	(21.960)	-82,1%
- di cui non pericolosi	t	28.921	85.612	(56.691)	-66,2%
Percentuale di rifiuti riciclati e riutilizzati	%	**88,4**	**85,2**	**3,2**	**-**
Percentuale di rifiuti destinati allo smaltimento	%	**11,6**	**14,8**	**-3,2**	**-21,6%**
Prodotti generati dalla combustione del carbone (CCPs)	Mt	**0,18**	**0,81**	**(1)**	**-77,8%**
- di cui riciclati	%	36	79	(43)	-

(1) Il dato O&M per il 2023 è stato aggiornato, rispetto allo scorso anno, a seguito di migliorie del processo di gestione dei rifiuti.

Rifiuti da attività di costruzione e demolizione da cantieri

	UM	2024	2023	2024-2023	
Rifiuti non pericolosi	t	1.117.505	546.388	571.116	-
Rifiuti pericolosi	t	23.270	23.042	229	1,0%
- di cui ceneri e gessi	t	25.387	4.361	21.026	-
Rifiuti non destinati allo smaltimento	t	**888.643**	**327.258**	**561.385**	**-**
Riciclaggio e riutilizzo	t	888.643	327.258	561.385	-
- di cui rifiuti pericolosi	t	9.810	13.320	(3.510)	-26,4%
- di cui rifiuti non pericolosi	t	878.833	313.938	564.895	-
Rifiuti destinati allo smaltimento	t	**252.131**	**242.172**	**9.959**	**4,1%**
Smaltimento in discarica	t	242.821	241.606	1.215	0,5%
- di cui pericolosi	t	8.931	9.645	(714)	-7,4%
- di cui non pericolosi	t	233.890	231.961	1.929	0,8%
Incenerimento	t	-	34	(34)	-100,0%
- di cui pericolosi	t	-	12	(12)	-100,0%
- di cui non pericolosi	t	-	22	(22)	-100,0%
Altre operazioni di smaltimento	t	9.310	531	8.779	-
- di cui pericolosi	t	4.529	64	4.465	-
- di cui non pericolosi	t	4.781	467	4.314	-
Percentuale di rifiuti riciclati e riutilizzati	%	**77,9**	**57,5**	**20**	**-**
Percentuale di rifiuti destinati allo smaltimento	%	**22,1**	**42,5**	**(20)**	**-**



IRS

Informazioni sociali

IHG

VChain

Forza lavoro propria

ESRS S1

60.359

PERSONE ENEL

61.055 nel 2023

27,2%

DONNE MANAGER (INCLUSE TOP MANAGER)

26,2% nel 2023

99,65%

DIPENDENTI VALUTATI[1] (PERFORMANCE MANAGEMENT)

(1) Il calcolo della percentuale dei valutati considera al denominatore gli eligibili di processo.

Di seguito si riportano i risultati di Gruppo del processo di doppia materialità 2024 per le tematiche relative a "Forza lavoro propria", con il dettaglio degli IRO materiali individuati che hanno guidato l'elaborazione della presente sezione.

SOTTOTEMA	DESCRIZIONE IRO	TIPO	TARGET/ PIANO D'AZIONE
SVILUPPO DELLE PERSONE **Sotto-sottotema** Competenze e prestazioni	Valorizzazione del talento delle persone Enel con l'obiettivo di riconoscere le capacità individuali e supportare la valutazione delle prestazioni.		Gestione delle prestazioni – %
SOTTOTEMA **PARITÀ DI TRATTAMENTO E DI OPPORTUNITÀ PER TUTTI** **Sotto-sottotema** Disabilità, diversità di genere	Valorizzazione delle diversità (per esempio, inclusione di persone con disabilità, diversità in termini di genere) grazie alle politiche inclusive adottate dal Gruppo.		Donne manager e middle manager – % e donne nei piani di successione dei top manager e manageriali – %

Impatto positivo

La strategia e la gestione per gli IRO materiali

ESRS 2 SBM-3

Enel basa la sua strategia sulla centralità di tutte le sue persone, considerate protagoniste dei cambiamenti, delle sfide e dei risultati del Gruppo. A supporto di questa strategia sono state definite diverse linee d'azione:

- aumentare il coinvolgimento delle persone attraverso iniziative di ascolto;
- sostenere un elevato livello di soddisfazione tra i dipendenti del Gruppo;
- far crescere la parità di genere, in particolare la rappresentanza di donne manager e middle manager;
- riconoscere il valore delle persone attraverso la promozione del merito, l'adeguamento delle competenze e il senso di responsabilità come base del modello di valutazione;
- assicurare la piena inclusione attraverso il riconoscimento del potenziale di ciascuna persona, realizzando politiche, progetti e iniziative indirizzati a persone con differenti abilità.

Nel corso del 2024 la strategia di sviluppo e gli strumenti di valorizzazione delle persone sono stati rivisti in linea con gli obiettivi di Gruppo. Sono stati ridefiniti i valori aziendali, integrando Flessibilità e Rispetto e confermando Fiducia, Proattività e Innovazione. In questo contesto l'imprenditorialità e la cura del merito sono elementi chiave per sostenere il cambiamento.

Enel promuove iniziative volte all'ascolto dei propri dipendenti, con l'obiettivo di garantire inclusione, coinvolgimento, benessere e soddisfazione. Nel 2024 la survey globale Inside Enel ha riunito in un'unica iniziativa tre fondamentali momenti di ascolto sul clima, il benessere e l'inclusione.

Enel continua a perseguire il proprio impegno per l'equità di genere e la parità retributiva attraverso l'adozione di politiche e piani d'azione che valorizzano il merito, promuovendo le pari opportunità e l'inclusione.

Nell'ottica della valorizzazione del talento delle persone è centrale la crescita delle competenze tecniche e soft, attraverso esperienze e programmi di formazione e sviluppo basati sulla consapevolezza individuale, accompagnando le persone in ogni fase del percorso professionale e disegnando percorsi di apprendimento customizzati anche in funzione dei programmi di mobilità che favoriscono il miglioramento continuo delle competenze (c.d. "upskilling").

Interessi e opinioni dei portatori di interessi

ESRS 2 SBM-2

Enel conferma i caratteri distintivi del proprio sistema di relazioni industriali, continuando a estendere i processi di informazione e consultazione con i lavoratori e i loro rappresentanti a tutte le società del Gruppo operanti nell'ambito comunitario. Tale sistema consente ai rappresentanti dei lavoratori di esprimere le proprie valutazioni e proposte in ordine alle strategie aziendali, nell'ottica di ricercare ogni possibile convergenza tra le parti, nella distinzione dei rispettivi ruoli e delle relative responsabilità. Tale sistema è espressamente declinato nel testo dell'Accordo sul Comitato Aziendale Europeo (CAE) Enel del 2016, prorogato nel 2022 e attualmente in fase di rinegoziazione[54], che si conferma come una delle intese più avanzate nel settore elettrico europeo per l'attenzione riservata ai temi di bilateralità quali la salute e sicurezza sul lavoro, la formazione e la diversità.

Enel ha altresì definito con le organizzazioni sindacali italiane prima e con quelle di altri Paesi del Gruppo poi, un'intesa, lo Statuto della Persona, a tutela degli individui in ambito lavorativo, personale e sociale. Nel documento non solo si sono tracciate nuove linee guida nelle relazioni industriali, ma si è ribadita, più in generale, la centralità delle persone a partire dal loro benessere e dalla loro motivazione, garantendo una formazione di qualità in chiave di autoapprendimento ed elevati standard di sicurezza, che si radichino tramite l'approccio responsabile di tutti.

Enel intende proseguire l'impegno nel dialogo sociale con le organizzazioni sindacali per affrontare le questioni che riguardano gli interessi del Gruppo e delle persone che vi lavorano.

54. Il CAE è uno strumento essenziale per la graduale estensione e per il rafforzamento di un dialogo sociale aziendale "pienamente fiduciario" e di "alta qualità", che coinvolga i lavoratori e i loro rappresentanti sugli obiettivi economici, sociali e strategici dell'impresa. Il CAE si riunisce ordinariamente due volte l'anno, normalmente in coincidenza con la pubblicazione dei Risultati annuali e della Relazione semestrale. Il Comitato Ristretto si riunisce quattro volte l'anno.

IRO rilevanti e loro interazione con la strategia e il modello aziendale

ESRS 2 SMB-3

La valorizzazione dell'unicità della persona e del suo benessere è supportata da un ampio quadro procedurale e da iniziative volte a prevenire potenziali impatti negativi e rafforzare gli impatti positivi emersi come materiali, soprattutto in tema di parità di genere, inclusione delle persone con diverse abilità e gestione delle prestazioni. Questi temi, da tempo al centro dell'attenzione, sono stati affrontati attraverso lo sviluppo di programmi e piani d'azione a livello globale e locale basati su un processo di ascolto continuo dei colleghi.

Per quanto riguarda la valorizzazione del talento, la gestione delle prestazioni è stata rinnovata nel corso del 2024 in linea con i nuovi valori aziendali e la cura del merito.

Le politiche rilevanti per la parità di genere e l'inclusione delle persone con diverse abilità si rivolgono a tutti i lavoratori in Enel, compresi i collaboratori esterni e, indirettamente, ai soggetti coinvolti nella catena di fornitura. In particolare, per quanto concerne la diversità di genere, alcune iniziative specifiche producono impatti positivi sul personale di genere femminile con background formativo in discipline STEM (Scienza, Tecnologia, Ingegneria e Matematica) e, all'esterno, attraverso iniziative di sensibilizzazione rivolte a studenti, studentesse e istituzioni scolastiche, con l'obiettivo di promuovere l'interesse per le carriere in questo settore.

Politiche per la forza lavoro propria

ESRS S1-1

Il percorso che ha portato ai risultati odierni sulle politiche delle proprie persone inizia nel 2013 con la pubblicazione della Politica sui Diritti Umani[55], aggiornata nel 2021 in parallelo al Codice Etico Enel[56], e con l'adesione nel 2015 ai sette princípi dei Women's Empowerment Principles (WEP), promossi da UN Global Compact e UN Women contestualmente con la pubblicazione della prima versione della Politica Diversità e Inclusione. In particolare, il Codice Etico esplicita i princípi di imparzialità, non discriminazione, dignità e integrità fisica e morale, nonché i criteri di condotta ispirati a equità e pari opportunità, e definisce le responsabilità etiche di tutti coloro che svolgono attività e affari nei confronti di tutti i portatori di interessi del Gruppo. La Politica sui Diritti Umani ribadisce il rifiuto di ogni forma di discriminazione, impegnandosi a garantire che i dipendenti di Enel, attuali e potenziali, siano trattati nel rispetto delle diversità e delle pari opportunità, sia in fase di ingresso nel Gruppo sia durante tutta l'attività lavorativa, e assicurando condizioni di lavoro giuste e favorevoli che rifiutano qualsiasi forma di molestia o intimidazione sul lavoro.

Di seguito il dettaglio sulle politiche direttamente collegate ai temi materiali.

55. https://corporate.enel.it/content/dam/enel-corporate/chi-siamo/Policy-Diritti-Umani/politica-diritti-umani-human-rights-policy_2021.pdf.
56. https://www.enel.com/content/dam/enel-com/documenti/investitori/governance/sistema-di-controllo-interno/codice-etico-enel_2021.pdf.

DEIB – DIVERSITY EQUITY INCLUSION BELONGING (2024)[1]	DESCRIZIONE
CONTENUTI PRINCIPALI	• Fornisce un chiaro indirizzo in merito a equità di genere e diverse abilità, includendo l'attenzione per genitorialità e cura; generazioni; parità di genere ed equità retributiva; integrazione culturale; inclusione di abilità diverse, neuro diversità e vulnerabilità; diffusione di un linguaggio rispettoso e inclusivo, capace di accogliere l'unicità di ogni persona in tutte le sue caratteristiche; orientamento affettivo e identità di genere. La responsabilità di implementazione è riferita alle Unità Holding di Personale & Organizzazione interessate dalla strategia DEIB. La politica è conforme con ISO 30415:2021 – Human Resources Management – Diversity, Equity and Inclusion.
AMBITO	• Si applica alle persone che lavorano nel Gruppo Enel e rappresenta uno standard da rispettare per i portatori di interessi della catena del valore di Enel. Coloro che ritengono che si sia verificata una violazione della Politica DEIB possono ricorrere al canale di segnalazione, adottato in conformità al quadro giuridico sulla protezione dei segnalanti (whistleblower).
IRO COPERTI E RIFERIMENTI	• Diversità (include Genere e Disabilità).
PORTATORI DI INTERESSI COINVOLTI NELLA DEFINIZIONE	• Sono state coinvolte tutte le Funzioni di Enel competenti. • La politica è aperta, basandosi sul principio di miglioramento continuo, pertanto, a seguito della prossima costituzione dei nuovi Employee Resource Group (ERG)[2] globali potrà essere aggiornata per integrare eventuali nuovi bisogni.
DIFFUSIONE	• Disponibile in lingua inglese sui canali interni aziendali e per tutti i portatori di interessi di Enel sul sito internet del Gruppo Enel.

POLITICA PER LA PARITÀ DI GENERE ENEL SPA E POLITICA PER LA PARITÀ DI GENERE ENEL ITALIA SPA (2024)[3]	DESCRIZIONE
CONTENUTI PRINCIPALI	• Politiche per la Parità di Genere per la promozione e il mantenimento di un Sistema di Gestione allineato alla prassi UNI/PdR 125:2022 (vigente in Italia) che lavora sulle aree: cultura e strategia, governance, processi P&O, opportunità di crescita eque, equità retributiva, genitorialità. La politica assicura equità su processi di selezione, sviluppo e remunerazione, attenzione alla dimensione parentale, al worklife balance e alla prevenzione di molestie, diffusione di azioni di sensibilizzazione su comportamenti e linguaggio inclusivi. Le responsabilità di più alto grado sono rispettivamente in capo ad Amministratore Delegato del Gruppo Enel, Alta direzione di Enel SpA, Comitato Guida per la Parità di Genere, Amministratore Delegato di Enel Italia SpA, Alta direzione di Enel Italia SpA, Comitato Guida per la Parità di Genere. Le politiche fanno riferimento alla norma italiana UNI/PdR 125:2022.
AMBITO	• Le Politiche si applicano rispettivamente ai dipendenti di Enel SpA nel perimetro Italia e ai dipendenti di Enel Italia SpA nel perimetro Italia.
IRO COPERTI E RIFERIMENTI	• Diversità – Genere.
STAKEHOLDER COINVOLTI NELLA DEFINIZIONE	• Sono state coinvolte tutte le Funzioni competenti. • La politica è aperta, basandosi sul principio di miglioramento continuo, pertanto, a seguito della prossima costituzione dei nuovi ERG globali potrà essere aggiornata per integrare eventuali nuovi bisogni.
DIFFUSIONE	• Le politiche sono state condivise sui canali di comunicazione aziendale a tutti i dipendenti di Enel Spa e di Enel Italia SpA, in Italia. La politica relativa a Enel SpA è disponibile sul sito internet del Gruppo Enel (Global Procurement).

(1) https://openinnovability.enel.com/content/dam/enel-com/documenti/media/diversity-equity-inclusion-and-belonging-policy-2024.pdf.

(2) Reti formali e informali di colleghi accomunati da simili interessi ed esigenze, in genere promossi, gestiti e sponsorizzati dall'organizzazione in quanto facilitano la creazione dello spirito di comunità, sono di supporto allo sviluppo personale e professionale e favoriscono il sostegno a temi importanti per la strategia.

(3) https://globalprocurement.enel.com/content/dam/enel-gp/documents/other-useful-documents/health-and-safety/Enel_SPA_Politica_per_la_parita_di_genere.pdf.

POLITICA ACCESSIBILITÀ DIGITALE (2021)	DESCRIZIONE
CONTENUTI PRINCIPALI	• Assicura pari opportunità di accesso alle informazioni e ai sistemi digitali e si applica a tutti coloro che conducono attività in Enel, promuovendo l'adesione agli stessi standard per contrattisti, fornitori, partners, con particolare attenzione ai contesti e alla società civile.
AMBITO	• Si applica alla conduzione degli affari e delle attività aziendali svolte dal Gruppo Enel, ovvero dai collaboratori di Enel SpA e delle Società da essa controllate direttamente o indirettamente, siano essi amministratori o dipendenti di tali società.
IRO COPERTI E RIFERIMENTI	• Diversità - Disabilità (Accessibilità digitale).
STAKEHOLDER COINVOLTI NELLA DEFINIZIONE	• Funzione aziendale Global Digital Solutions.
DIFFUSIONE	• Sezione dedicata nella intranet aziendale e dichiarazione di accessibilità[1] sul sito internet del Gruppo Enel.

POLITICA SULLA DIVERSITÀ RELATIVA ALLA COMPOSIZIONE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE (2018)[2]	DESCRIZIONE
CONTENUTI PRINCIPALI	• Descrive le caratteristiche ottimali della composizione del Consiglio affinché esso possa esercitare nel modo più efficace i propri compiti, assumendo decisioni che possano concretamente avvalersi del contributo di una pluralità di qualificati punti di vista e che tengano conto dell'importanza di una equilibrata rappresentanza di genere nonché dei benefici che possono derivare dalla presenza di diverse fasce di età e anzianità di carica.
AMBITO	• La Politica si riferisce esclusivamente alla composizione del Consiglio di Amministrazione di Enel. Una distinta politica è prevista per la composizione del Collegio Sindacale della Società.
IRO COPERTI E RIFERIMENTI	• Diversità (include Genere e Disabilità).
STAKEHOLDER COINVOLTI NELLA DEFINIZIONE	• La Politica è stata condivisa con gli amministratori di Enel, sia nell'ambito dei competenti comitati consiliari sia nell'ambito del Consiglio di Amministrazione che ha provveduto alla relativa approvazione.
DIFFUSIONE	• Disponibile per tutti i portatori di interessi di Enel sul sito internet del Gruppo Enel.

(1) https://www.enel.com/it/accessibilita.

(2) https://www.enel.com/content/dam/enel-com/documenti/investitori/governance/statuto-regolamenti-politiche/it/politica-in-materia-di-diversita-del-consiglio-di-amministrazione.pdf.

POLITICA SUL WORKPLACE HARASSMENT (2019) E STATEMENT CONTRO LE MOLESTIE SUL LUOGO DI LAVORO (2020)[1]	DESCRIZIONE
CONTENUTI PRINCIPALI	• Promuove i princípi di diversità, inclusione e pari opportunità favorendo un ambiente di lavoro in cui le persone siano trattate con dignità, decoro e rispetto, rifiutando ogni forma di molestia e comportamento offensivo con l'obiettivo di migliorare l'accesso e la partecipazione alle attività lavorative e raggiungere più elevati livelli di benessere e qualità della vita sul lavoro. Identifica le tipologie di molestie, le modalità e i canali di segnalazione e gestione nonché le misure preventive.
AMBITO	• È rivolta a tutti i dipendenti e alle terze parti che collaborano con Enel in ogni contesto operativo.
IRO COPERTI E RIFERIMENTI	• Diversità (include Genere e Disabilità).
PORTATORI DI INTERESSI COINVOLTI NELLA DEFINIZIONE	• Funzioni aziendali di People Care & Diversity Management, Legale, Relazioni Industriali.
DIFFUSIONE	• Politica disponibile nella intranet aziendale e impegno pubblico disponibile per tutti i portatori di interessi di Enel sul sito internet del Gruppo Enel.

(1) https://www.enel.com/content/dam/enel-com/documenti/investitori/sostenibilita/enel-statement-against-harassment.pdf.

Coinvolgimento della forza lavoro propria e canali di dialogo

ESRS S1-2; S1-3

Enel ha sempre posto grande attenzione nel promuovere iniziative volte all'ascolto di tutte le sue persone, con l'obiettivo di garantire inclusione, coinvolgimento, benessere e soddisfazione. Questo impegno permette di sviluppare piani d'azione organizzativi e percorsi di sviluppo sostenibili e inclusivi, che valorizzino le diversità e le competenze presenti nell'organizzazione.
Nel 2024, con la Survey globale Inside Enel[57], sono stati riuniti in un'unica iniziativa tre fondamentali momenti di ascolto sul clima[58], il benessere[59], l'inclusione[60]. Questo approccio integrato ha ridotto le ridondanze e aumentato l'engagement dei dipendenti, permettendo di raccogliere in modo più chiaro e completo le loro esigenze, motivazioni e opinioni. Un passo deciso per rafforzare il legame con le persone e costruire una cultura aziendale sempre più inclusiva e orientata al benessere.
Alla survey Inside Enel 2024 ha risposto l'82,6% dei dipendenti del Gruppo, registrando un tasso complessivo di soddisfazione sul lavoro (engagement) delle persone coinvolte dell'85,4%, un livello di benessere dell'82% e un livello di inclusione dell'89,3%.
Sulla base delle evidenze raccolte saranno definiti nel corso del 2025 piani d'azione mirati ad affrontare le aree di miglioramento identificate.
A livello globale sono già state individuate alcune priorità:

- erogare sessioni dedicate al miglioramento del benessere, del funzionamento dei team e alla consapevolezza dei servizi aziendali disponibili (come per esempio la formazione sul cedolino);

57. Nel 2024 è stata uniformata la regola di calcolo del positivo di tutti gli indici (risposte 3+4+5) ed è stata scelta una scala omogenea (scala da 1 a 5 senza opzione "non so").
58. Nel 2022 la Open Listening Survey ha misurato il livello di engagement dei dipendenti, con una partecipazione del 75,6% e con un tasso complessivo di soddisfazione sul lavoro (engagement) delle persone coinvolte dell'89,6% (scala da 1 a 5 più opzione "non so", positivo risposte 3, 4 e 5 sul totale delle risposte, inclusi i "non so").
59. Nel 2022 la Wellbeing & Motivation Survey ha misurato il livello di benessere e motivazione dei dipendenti registrando un livello di benessere complessivo del 60% (scala da 1 a 5 più opzione "non so", Global Wellbeing Index equivalente a risposte 4 e 5 sul totale delle risposte, escludendo i "non so").
60. Nel 2023 la Global Inclusive Survey ha misurato la percezione di inclusione con una partecipazione del 48% (scala da 1 a 6, senza l'opzione "non so", media delle valutazioni dei rispondenti su questo aspetto è pari a 4,5 su 6).

- potenziare il ruolo delle comunità Employee Resource Group (ERG)[61], su temi legati a diversità, equità, inclusione e appartenenza (DEIB);
- promuovere iniziative per diffondere un linguaggio e comportamenti inclusivi.

Un ulteriore elemento essenziale per le persone di Enel sono i People Business Partner, figure del PO dedicate all'ascolto e al dialogo con le persone, in grado di cogliere le aspirazioni individuali e di integrarle con le necessità dell'organizzazione, interpretando il ruolo in modo olistico.

Inoltre, Enel considera la comunicazione interna un importante supporto alla creazione della cultura aziendale e alla crescita delle persone e dell'organizzazione, sollecitando e promuovendo lo scambio di informazioni, conoscenze ed esperienze. La comunicazione interna è il veicolo principale per diffondere la strategia di Enel e gli obiettivi previsti per il prossimo futuro.

Enel, attraverso le sue relazioni industriali di alto profilo, riconosce come interlocutori le organizzazioni sindacali che rappresentano i lavoratori in Azienda, nel rispetto di quanto previsto dalle legislazioni nazionali; nella distinzione dei rispettivi ruoli e relative responsabilità, Enel ricerca ogni possibile convergenza tra le parti. Inoltre, Enel fornisce adeguate informazioni ai propri dipendenti e alle organizzazioni sindacali che li rappresentano, allo scopo di facilitare la contrattazione collettiva, e mette a disposizione delle proprie persone tutta l'informativa relativa ai contratti collettivi di lavoro e agli accordi sindacali, secondo quanto previsto dalle normative vigenti. In molti Paesi sono istituiti comitati bilaterali con i rappresentanti delle organizzazioni sindacali, finalizzati a trattare congiuntamente tematiche di rilievo, come per esempio il Comitato Bilaterale sulla Salute e Sicurezza in Italia e Spagna. Per maggiori informazioni si rimanda al paragrafo "Salute e sicurezza".

In materia di dialogo sociale Enel rispetta la normativa sul diritto del lavoro applicata nei diversi Paesi in cui opera, i princípi fondamentali contenuti nella Dichiarazione Universale dei Diritti Umani delle Nazioni Unite e nelle convenzioni dell'Organizzazione Internazionale del Lavoro (OIL) sui diritti dei lavoratori (libertà di associazione e contrattazione collettiva, consultazione, diritto di sciopero ecc.), promuovendo sistematicamente il dialogo tra le parti e favorendo ampia partecipazione e condivisione delle strategie aziendali da parte delle persone.

La strategia di dialogo a livello globale è conforme al modello previsto dal Global Framework Agreement (GFA) siglato per la prima volta a Roma nel 2013, rinnovato in modalità virtuale nel 2023 e ratificato in presenza a luglio 2024 tra Enel e le federazioni italiane di settore e le federazioni globali IndustriALL e Public Services International. L'Accordo è fondato sui princípi internazionali in materia di diritti umani e imprese e si ispira ai migliori e più avanzati sistemi di relazioni industriali transnazionali dei gruppi multinazionali e delle istituzioni di riferimento a livello globale, tra cui anche la suddetta OIL. Un principio di particolare rilevanza, tra quelli previsti dal GFA, riguarda la remunerazione, secondo il quale la retribuzione minima dei dipendenti del Gruppo non può essere inferiore a quella stabilita dai contratti collettivi e dai trattamenti legislativi e normativi vigenti di riferimento in forza nei diversi Paesi, in conformità con le disposizioni delle convenzioni OIL in materia. Il GFA istituisce il Global Works Council, organo di analisi e discussione delle convenzioni internazionali delle Nazioni Unite e dell'OCSE sui diritti fondamentali dei lavoratori, che si riunisce in plenaria, di norma, una volta all'anno e con regolarità in modalità ristretta, al fine di mantenere un flusso costante di comunicazione con il Gruppo. L'accordo prevede, inoltre, la possibilità di istituire comitati *ad hoc* di carattere bilaterale per affrontare specifici temi.

Enel e le federazioni nazionali ed europee (IndustriAll Europe ed European Public Services Union) hanno trasferito la loro consolidata esperienza di dialogo sociale nel Sectoral Social Dialogue Committee del settore elettrico, costituito presso la Commissione Europea – DG Employment, relativamente agli impatti occupazionali che la transizione energetica e la digitalizzazione comporteranno nei prossimi anni in tutte le imprese elettriche europee e globali.

Il Gruppo ha una politica di rigorosa neutralità rispetto alla scelta dei lavoratori di iscriversi o meno a sindacati e/o alla scelta degli stessi, riconoscendoli come interlocutori che rappresentano i lavoratori di Enel, nel rispetto di quanto previsto dalla legislazione nazionale. In caso di divergenza tra norme locali e internazionali, Enel applica le disposizioni che meglio tutelano i diritti dei lavoratori. Enel, infine, si impegna a garantire che i rappresentanti dei lavoratori non siano soggetti ad alcuna discriminazione derivante dalla loro attività di rappresentanza, respingendo qualsiasi forma di discriminazione basata sull'affiliazione o sull'attività sindacale in materia di assunzione, retribuzione e progressione di carriera che si devono basare esclusivamente sulle competenze e sul merito. La percentuale di dipendenti coperti da accordi collettivi a livello di Gruppo si attesta al 91,7% nel 2024, rispetto al 90,8% del 2023, registrando un aumento dello 0,9%.

61. Reti formali e informali di colleghi accomunati da simili interessi ed esigenze, in genere promossi, gestiti e sponsorizzati dall'organizzazione in quanto facilitano la creazione dello spirito di comunità, sono di supporto allo sviluppo personale e professionale e favoriscono il sostegno a temi importanti per la strategia.

Action plan e target per la gestione degli IRO rilevanti

ESRS S1-4

Piano d'azione per lo sviluppo

AZIONE	DESCRIZIONE	Ambito	Timing	Monitoraggio
Gestione delle prestazioni (c.d. "Performance Management")	Processo globale di valutazione delle prestazioni e strumento chiave a supporto dei meccanismi di gestione delle politiche retributive che promuove la valorizzazione dei talenti, attraverso la valutazione degli obiettivi raggiunti, l'aderenza ai valori e comportamenti aziendali.	Globale	Annuale	Il processo viene monitorato attraverso la piattaforma aziendale di raccolta e analisi dati. A chiusura di ogni anno si effettua una raccolta feedback in ottica di miglioramento del processo.
Piani di successione	Processo globale annuale in cui ciascun position holder propone fino a 3 successori ready (già pronti per il ruolo) e fino a 3 successori pipeline (pronti nel medio periodo), nel rispetto dei criteri condivisi.	Globale	Annuale	Il processo viene monitorato attraverso la piattaforma aziendale di raccolta e analisi dei dati.

Il nuovo sistema di gestione delle prestazioni, processo di valutazione e strumento chiave a supporto dei meccanismi di gestione delle politiche retributive, promuove la valorizzazione dei talenti, attraverso la valutazione degli obiettivi raggiunti, l'aderenza ai valori e comportamenti aziendali. Il programma, che ha coinvolto il 100% delle persone eleggibili[62] del Gruppo, prevede un momento annuale di confronto diretto ed esclusivo tra responsabili e collaboratori, per valutare i risultati e i comportamenti agiti nel raggiungerli.

È inoltre possibile, all'interno della medesima piattaforma, lo scambio di feedback che coinvolge oltre ai dipendenti anche gli stagisti.

Altro importante obiettivo in materia di sviluppo è quello di identificare e valorizzare i colleghi con competenze tecniche e specialistiche e riconoscerne il valore che possono portare all'Azienda.

Fortemente legato alla valorizzazione del talento è il piano di formazione che viene definito raccogliendo le esigenze formative in linea con la strategia di Enel e con le sfide di business, che vengono implementate durante l'anno.

È stata inoltre rilanciata l'iniziativa del piano di successione per le posizioni manageriali, confermando i criteri volti all'inclusione e alla valorizzazione della diversità, che tengono conto degli impegni presi dal Gruppo, con particolare attenzione alla parità di genere, permettendo così di accrescere la percentuale di donne nei piani di successione.

62. Eleggibili e raggiungibili: coloro che hanno un contratto a tempo indeterminato e che sono risultati in forza e attivi nel periodo di valutazione dell'anno 2024.

Il valore della diversità e della disabilità

Azioni per ridurre il divario di genere

AZIONE	DESCRIZIONE	Ambito	Timing	Monitoraggio
Programma dedicato alle donne	Favorire lo sviluppo delle colleghe lavorando sul potenziamento della leadership e facilitando nuove connessioni all'interno dell'organizzazione con ampliamento della rete.	Globale, personale Enel	31/12/2025	Rilevazione periodica (avanzamenti delle donne tra categorie; presenza di donne nei piani di successione).
Supporto alla genitorialità	Tutelare i significativi momenti della vita, come la genitorialità e la cura familiare, promuovendo un equilibrio tra dimensione personale e lavorativa e puntando sulla genitorialità condivisa. Le azioni previste sono: • incentivare l'uso dei congedi di paternità; • rafforzare il Parental Program.	Globale, personale Enel	31/12/2025	Rilevazione periodica su: • n. di congedi per padri (n. di giorni di congedo fruiti rispetto a quelli spettanti); • n. di colleghi inseriti in parental program rispetto al n. di neogenitori.
Linguaggio inclusivo	Diffondere linee guida comuni sull'uso di un linguaggio rispettoso fra tutte le persone del Gruppo per abbattere i pregiudizi e sviluppare una cultura aziendale inclusiva.	Globale, personale Enel	31/12/2025	Lancio dell'iniziativa: ON/OFF.

Enel continua a perseguire il proprio impegno per l'equità di genere e la parità retributiva attraverso l'adozione di politiche e piani d'azione che valorizzano il merito, promuovono le pari opportunità e l'inclusione e garantiscono trasparenza. Tali interventi abbracciano tutte le fasi del percorso professionale delle donne all'interno dell'organizzazione.

La strategia di Enel in materia di genere non si limita alle donne già presenti nell'organizzazione, ma guarda anche alle nuove generazioni STEM al fine di alimentare una pipeline di future candidate per le professioni emergenti e a più alto tasso di crescita, in cui le donne sono ancora poco rappresentate. Da anni, in tutti i Paesi in cui è presente, Enel contribuisce a creare valore condiviso e a promuovere l'interesse verso le discipline STEM con iniziative dedicate.

Il piano di azioni comprende, inoltre, misure che incidono in modo diretto e indiretto sull'equità retributiva.

In considerazione del fatto che l'aumento progressivo della rappresentanza femminile nei diversi livelli organizzativi è una precondizione per il naturale ricambio generazionale e di conseguenza per il raggiungimento della parità retributiva nel tempo, Enel garantisce equa remunerazione a parità di mansione e anzianità per tutti i nuovi manager con crescita interna.

- Il Consiglio di amministrazione di Enel SpA è costituito per il 44,4% da donne.
- Le donne manager sono il 27,2%[63] nel 2024 (26,2% nel 2023) e ricoprono il 27% delle posizioni executive (CEO-1) sul totale di queste posizioni (4 su 15), mentre le donne middle manager sono il 34% (33,1% nel 2023).
- La percentuale di donne all'interno del top management (CEO-1 e CEO-2) risulta pari al 20% nel 2024 (19% nel 2023).
- Nell'ultimo anno la percentuale di donne nel Gruppo che lavorano in ruoli STEM è pari a circa il 20%, in linea con il 2023.

63. Le donne che lavorano in ruoli manageriali (manager e middle manager) in aree di business che generano ricavi rappresentano il 25,8% del totale delle persone presenti in queste aree.

I processi di selezione sono attentamente monitorati per garantire un equo bilanciamento dei due generi nei bacini dei candidati (51,8% nel 2024[64]).

Il piano di incentivi a lungo termine 2024 sostiene questo andamento attraverso un obiettivo di risultato, con un peso del 10% del totale, rappresentato dalla "Percentuale di donne manager e middle manager rispetto al totale della popolazione di manager e middle manager a fine 2026", con lo scopo di rafforzare e dare continuità a una politica di predisposizione di una platea idonea alle nomine manageriali del prossimo futuro. La curva di tale obiettivo prevede un livello di ingresso pari al 33,5% di donne manager e middle manager a fine 2026 e un superamento del risultato (c.d. "over performance" pari al 34%).

I processi di gestione dei piani di successione e di revisione salariale sono regolati da specifiche politiche e per tutte le posizioni viene effettuato un monitoraggio costante della remunerazione a parità di mansione.

Ai fini del monitoraggio della parità retributiva, l'indicatore Equal Remuneration Ratio (ERR) Adjusted (calcolato sui dati teorici di remunerazione totale, Total Remuneration, come media degli ERR di ogni categoria ponderata con il peso delle singole categorie sulla popolazione a esclusione degli operai) per l'anno 2024 risulta pari a 93,8%[65] (92,3% nel 2023). L'ERR manageriale, a seguito delle politiche retributive di equità di genere promosse da Enel, si attesta all'82,5%, registrando un miglioramento rispetto agli scorsi anni (81,4% nel 2023).

La strategia di Enel sulla genitorialità ha un impatto significativo sulla promozione dell'equità di genere in quanto la genitorialità condivisa rappresenta uno strumento chiave per favorire un ambiente lavorativo inclusivo, equo e sostenibile. Attraverso politiche di welfare e iniziative dedicate, Enel supporta i genitori nelle diverse fasi della crescita dei figli, contribuendo a migliorare l'equilibrio tra vita lavorativa e familiare.

Tra le principali iniziative dedicate ai genitori si evidenzia il Parental Program, avviato in Italia nel 2013 e successivamente esteso a livello globale. Questo programma mira a promuovere la parità di genere e a supportare i genitori nel contesto lavorativo, con misure di ascolto e sostegno che li accompagnano dal momento della comunicazione della genitorialità fino al rientro in Azienda. A livello globale Enel promuove anche il progetto We Are Energy, un contest associato a un campus internazionale rivolto ai figli dei dipendenti in età scolastica.

Enel offre iniziative e servizi per genitori in vari Paesi, come stanze per l'allattamento, programmi formativi per neogenitori e doni per la nascita. Inoltre, quasi tutti i Paesi prevedono servizi welfare e sostegni, anche di natura finanziaria, per la famiglia e la cura dei figli.

Tra le iniziative locali distintive si segnalano in Italia la formazione per neogenitori New Parents New Energy, e il supporto Parenting Lab sui temi della genitorialità. Inoltre, a Roma è stato inaugurato il nido aziendale Crescere con Energia con un contributo di Enel alla retta. Negli altri Paesi si distinguono le iniziative sulla genitorialità condivisa in Spagna, che offre congedi di pari durata per madri e padri e supporta con un contributo mensile i dipendenti con figli con disabilità attraverso il Fondo Ayuda a la Discapacidad. Il Brasile mette a disposizione l'Healthy Pregnancy Program, consulenze e workshop online con specialisti della salute per le donne in gravidanza, dipendenti o loro partner.

Attenzione e cura per persone con diverse abilità e neurodiversità

Enel è impegnata ad assicurare la piena inclusione di ogni persona riconoscendo il potenziale derivante dalle diverse prospettive e bisogni degli individui, attraverso politiche, progetti e iniziative relativi a persone con differenti abilità, neurodivergenti o con vulnerabilità che abilitano la piena partecipazione e il contributo di tutti alla vita aziendale nel perseguimento della missione del Gruppo. Ciò è assicurato mettendo a disposizione luoghi di lavoro e processi accessibili, strumenti e ausili digitali basati su princípi di progettazione universale, nonché canali di ascolto e supporto in ciascun Paese.

Un rilevante ruolo è svolto dalla figura del "focal point" dedicato all'ascolto e al supporto delle specifiche esigenze delle persone con disabilità, un punto di riferimento competente per i temi della disabilità e collante tra persone, organizzazione e altre figure specializzate, per offrire strumenti, servizi e iniziative che creino un contesto lavorativo e relazionale inclusivo, favorendo

64. Non sono inclusi i processi di selezione che coinvolgono operai e ruoli tecnici assimilabili (a partire dal 2021) e il perimetro USA e Canada, per effetto della normativa locale antidiscriminatoria che non consente il monitoraggio di genere in fase di recruiting.
65. L'indicatore nel 2023 era pari a 92,3%; gli operai vengono esclusi dal calcolo di questo indice in quanto la presenza femminile è estremamente limitata e minime variazioni nella platea delle donne comportano un'elevata volatilità del risultato.

lo svolgimento in piena autonomia delle attività. A livello globale sono attivi servizi di Inclusive Travel per assicurare un'esperienza inclusiva di soggiorno e viaggio per le trasferte di lavoro dei colleghi con disabilità, che coprono il 90% delle persone dipendenti nel Gruppo, e l'iniziativa di sensibilizzazione globale Accessibility and Design for all awareness, per allenare e sviluppare un mindset inclusivo nel design di processi e progetti in tutti i contesti aziendali.

In diversi Paesi sono organizzati workshop e webinar per sensibilizzare e costruire una cultura aziendale inclusiva e attenta alle diversità e al dialogo sui temi della neurodiversità e disabilità invisibili.

In merito al tema degli accomodamenti ragionevoli, in Brasile è stato attivato il servizio dedicato alla lingua dei segni. In Cile è stato lanciato un progetto per migliorare l'accessibilità fisica nelle sedi di lavoro.

Inoltre, sono attivi diversi Employee Resource Group (ERG) su questi temi in Italia, Spagna e Messico.

L'action plan dedicato al tema della disabilità comprende in via prioritaria i seguenti temi: incentivare la diffusione di una cultura positiva della disabilità; supportare lo sviluppo professionale dei colleghi con disabilità; migliorare l'accessibilità digitale e fisica in tutte le fasi del percorso professionale del dipendente.

Target

ESRS S1-5

KPI	POLITICHE	PERIMETRO	BASELINE	CONSUNTIVO 2024	TARGET	STATO
Gestione delle prestazioni (Performance Management) % persone coinvolte	Vademecum Performance Management	Il 100% si riferisce al totale degli eleggibili e tutti gli eleggibili sono coinvolti nel processo. Perimetro: Enel a livello globale.	Anno: 2016 Valore: **100%**	100%	**100% al 2027**	In linea
Gestione delle prestazioni (Performance Management) % persone valutate		Include tutti coloro che hanno ricevuto una valutazione diretta dal responsabile. Perimetro: Enel a livello globale.	Anno: 2016 Valore: **99%**	99,65%	**99% al 2027**	In linea
Donne manager (inclusi top manager) e middle manager – %	DEIB - Diversity Equity Inclusion Belonging (2024)(1)	N. donne manager (inclusi top manager) + n. donne middle manager/totale donne + uomini manager (inclusi top manager) e middle manager. Perimetro: Enel a livello globale.	Anno: 2020 Valore: **29,4%** manager e middle manager	33,3%	**33,6% al 2027**	In linea
Donne manager (inclusi top manager) – %		N. donne manager (inclusi top manager)/totale donne + uomini manager (inclusi top manager). Perimetro: Enel a livello globale.	Anno: 2020 Valore: **21,6%** manager	27,2%	**>27% al 2027**	In linea
Donne middle manager – %		N. donne middle manager/totale donne + uomini middle manager. Perimetro: Enel a livello globale.	Anno: 2020 Valore: **30,4%** middle manager	34%	**>34% al 2027**	In linea
Donne nei piani di successione manageriali – %	DEIB - Diversity Equity Inclusion Belonging (2024)(1)	Perimetro: Enel a livello globale.	Anno: 2016 Valore: **42,7%**	48,1%	**>46% al 2027**	In linea
Donne nei piani di successione dei top manager – %	Organizational Procedure no. 1814 Succession Plan Process Vademecum Succession Plan	Totale donne (net value) nominate in piani di successione top level/ totale successori di piani top level (donne + uomini) net value(2). Perimetro: Enel a livello globale.	Anno: 2022 Valore: **50%**	50,3%	**>45% al 2027**	In linea

Non in linea | In linea | Raggiunto

(1) https://openinnovability.enel.com/content/dam/enel-com/documenti/media/diversity-equity-inclusion-and-belonging-policy-2024.pdf.

(2) Net value = al netto delle nomine plurime, ovvero un nominativo viene contato una sola volta anche se nominato in più piani di successione.

Metodologie di calcolo

Gestione delle prestazioni

Il sistema di gestione delle prestazioni è un processo globale di valutazione delle prestazioni delle persone di Enel con focus su risultati e comportamenti legati ai valori e che si riflette in un sistema meritocratico delle politiche retributive. Nella piattaforma relativa al processo è presente il documento "Vademecum" disponibile a tutti e in tutte le lingue con le linee guida e le spiegazioni relative a modalità, obiettivi, valori, comportamenti e competenze. Sono inclusi nel processo tutti i dipendenti del Gruppo "eleggibili", ovvero tutti i dipendenti al netto dei colleghi con contratto a tempo determinato, assenze di lunga durata (tra le quali malattia, maternità), contratti somministrazione, internship e CEO e CEO-1.

Equità di genere

L'impegno di Enel per ridurre il divario di genere passa attraverso iniziative e misure che influenzano tutte le fasi del percorso delle donne all'interno dell'organizzazione: dalla rappresentanza in ingresso, all'empowerment, allo sviluppo in posizioni di responsabilità, alla cura dei diversi momenti rilevanti della vita. Vengono quindi monitorati differenti KPI, tra cui i suddetti, volti a garantire tale principio.

Piani di successione

Processo globale rolling in cui ciascun position holder propone fino a 3 successori ready (già pronti per il ruolo) e fino a 3 successori pipeline (pronti nel medio periodo), nel rispetto dei criteri condivisi. Ciascun position holder in posizione manageriale individua i propri successori ready e pipeline nel rispetto di specifici criteri di selezione (per esempio, % donne, valutazione delle prestazioni, trasversalità).

Totale donne (net value) nominate in piani di successione manageriali/totale successori di piani manageriali (donne + uomini) net value[66].

I target sono: position level top e manager, position level CEO-3 anche non manageriali.

I target relativi alle donne manager e middle manager e nei piani di successione manageriale rispondono all'obiettivo di assicurare pari opportunità e maggiore rappresentanza delle donne nell'organizzazione, come indicato nella Politica DEIB per la dimensione Genere ed equità retributiva. Gli andamenti sono costantemente monitorati e i target sono rivisti periodicamente per assicurare un impatto effettivo su tale dimensione.

Nel sistema di gestione dei piani di successione è presente un vademecum disponibile a position holder e P&O in tutte le lingue, con la spiegazione di obiettivi, target e criteri. Gli obiettivi sono: garantire la continuità aziendale, migliorare il divario di genere, individuare le risorse a più alto potenziale.

Disabilità

L'inclusione delle persone con disabilità è stata curata nel tempo implementando action plan dedicati a questo tema a livello globale e locale e un processo di ascolto continuo dei colleghi. La Politica DEIB emessa nel 2024 ha consolidato l'impegno a garantire la piena partecipazione e contribuzione di tutti, dedicando una specifica dimensione all'approccio da adottare per le persone con diverse abilità, neurodivergenti o vulnerabili che prevede la disponibilità di processi e ambienti accessibili, strumenti e tecnologie assistive, costante ascolto e supporto a livello locale. Le linee d'azione per il 2025 si focalizzeranno su iniziative per lo sviluppo professionale dei colleghi con disabilità e su azioni per incentivare la cultura positiva della disabilità.

66. Net value = al netto delle nomine plurime, ovvero un nominativo viene contato una sola volta anche se nominato in più piani di successione.

Le metriche per la forza lavoro propria

Caratteristiche della forza lavoro

ESRS S1-6

Enel conta 60.359 persone, che appartengono a 82 nazionalità e parlano 20 lingue. Nel 2024 si registra una riduzione dell'organico di 696 persone principalmente a causa della rifocalizzazione sui core business, come previsto nel Piano Strategico di Gruppo. Per ulteriori informazioni in merito alla consistenza dei dipendenti si rimanda alla sezione "Le performance del Gruppo", paragrafo "Le persone del Gruppo".

Consistenza e composizione dei dipendenti

	UM	2024	2023	2024-2023	
Totale dipendenti	n.	**60.359**	**61.055**	**(696)**	**-1,1%**
Numero medio dipendenti	n.	**60.276**	**64.396**	**(4.120)**	**-6,4%**
Dipendenti per genere					
- di cui uomini	n.	47.311	47.202	109	0,2%
- di cui uomini (%)	%	78,4	77,3	1,1	-
- di cui donne	n.	13.048	13.853	(805)	-5,8%
- di cui donne (%)	%	21,6	22,7	(1,1)	-

Dipendenti per area geografica e genere

	UM	2024	2023	2024-2023	
Italia[1]	n.	31.384	31.470	(86)	-0,3%
- di cui uomini	n.	24.901	24.802	99	0,4%
- di cui donne	n.	6.483	6.668	(185)	-2,8%
Iberia[2]	n.	9.365	9.504	(139)	-1,5%
- di cui uomini	n.	6.834	6.951	(117)	-1,7%
- di cui donne	n.	2.531	2.553	(22)	-
Resto del mondo	n.	19.610	20.081	(471)	-2,3%
- di cui uomini	n.	15.576	15.449	127	0,8%
- di cui donne	n.	4.034	4.632	(598)	-12,9%

(1) Include Enel Produzione Slovacchia e le Finanziarie olandesi.
(2) Include Branches di Endesa.

Dipendenti per tipologia di contratto e genere

	UM	2024	2023	2024-2023	
Contratti a tempo indeterminato	n.	**60.143**	**60.540**	**(397)**	**-0,7%**
- di cui uomini	n.	47.148	46.840	308	0,7%
- di cui donne	n.	12.995	13.700	(705)	-5,1%
Contratti a tempo determinato	n.	**216**	**515**	**(299)**	**-58,1%**
- di cui uomini	n.	163	362	(199)	-55,0%
- di cui donne	n.	53	153	(100)	-65,4%
Ricorso a contratti tempo determinato e di inserimento/CFL sul totale	%	**0,4**	**0,8**	**(0,4)**	**-**

Dipendenti per tipologia di contratto e area geografica

	UM	2024	2023	2024-2023	
Italia	n.	**31.384**	**31.470**	**(86)**	**-0,3%**
Contratti a tempo indeterminato	n.	31.379	31.467	(88)	-0,3%
Contratti a tempo determinato	n.	5	3	2	66,7%
Iberia	n.	**9.365**	**9.504**	**(139)**	**-1,5%**
Contratti a tempo indeterminato	n.	9.271	9.384	(113)	-1,2%
Contratti a tempo determinato	n.	94	120	(26)	-21,7%
Resto del mondo	n.	**19.610**	**20.081**	**(471)**	**-2,3%**
Contratti a tempo indeterminato	n.	19.493	19.689	(196)	-1,0%
Contratti a tempo determinato	n.	117	392	(275)	-70,2%

Forza lavoro per tipologia di contratto e genere

	UM	2024	2023	2024-2023	
Contratti full time	n.	**59.915**	**60.590**	**(675)**	**-1,1%**
- di cui uomini	n.	47.228	47.114	114	0,2%
- di cui donne	n.	12.687	13.476	(789)	-5,9%
Contratti part time	n.	**444**	**465**	**(21)**	**-4,5%**
- di cui uomini	n.	83	88	(5)	-5,7%
- di cui donne	n.	361	377	(16)	-4,2%
Diffusione del part time	%	**0,7**	**0,8**	**(0,1)**	**-**

Variazioni alla consistenza

	UM	2024	2023	2024-2023	
Assunzioni	n.	4.855	3.837	1.018	26,5%
Variazioni di perimetro	n.	(1.262)	(3.868)	2.607	67,4%
Cessazioni	n.	4.289	4.038	251	6,2%
Saldo	n.	**(696)**	**(4.069)**	**3.374**	**82,9%**
Tasso di ingresso[1]	%	**8,0**	**6,3**	**1,7**	**-**
Posizioni aperte ricoperte da candidati interni	%	**50,9**	**37,0**	**13,9**	**-**
Tasso di avvicendamento[2]	%	**7,1**	**6,6**	**0,5**	**-**
Tasso di avvicendamento per genere					
- uomini	%	7,1	6,6	0,5	-
- donne	%	7,1	6,8	0,3	-
Tasso di avvicendamento per fasce di età					
fino a 30 anni	%	5,5	6,5	(1,0)	-
da 30 a 50 anni	%	5,2	5,1	-	-
oltre i 50 anni	%	11,7	9,5	2,2	-
Tasso di avvicendamento volontario	%	**2,4**	**2,3**	**0,1**	**-**
Tasso di avvicendamento volontario per genere					
- uomini	%	1,7	1,6	0,1	-
- donne	%	0,7	0,6	0,1	-
Tasso di avvicendamento volontario per fasce di età					
fino a 30 anni	%	0,5	0,5	0,3	-
da 30 a 50 anni	%	1,8	1,7	0,7	-
oltre i 50 anni	%	0,1	0,1	(0,1)	-

(1) Tasso di ingresso = Totale assunzioni/Totale forza lavoro.
(2) Tasso di avvicendamento = Totale cessazioni/Totale forza lavoro.

In linea con i pilastri della strategia aziendale, nel 2024 il piano di assunzioni a livello globale si è concentrato sull'individuazione all'esterno di ruoli chiave per gestire la transizione energetica garantendo la Sostenibilità finanziaria e ambientale e la centralità del cliente.

Parallelamente, è stato avviato un percorso di potenziamento delle competenze interne al Gruppo attraverso un sostegno alla mobilità lavorativa delle persone Enel in ottica di aggiornamento e riqualificazione professionale.

Le assunzioni registrate nel corso dell'anno sono state 4.855, in linea con gli obiettivi definiti dal Piano Strategico e dal nuovo assetto organizzativo.

L'individuazione e l'attrazione dei profili necessari per il perseguimento degli obiettivi strategici hanno fatto leva su un impegno costante nei rapporti con le università e gli istituti professionali e sulla ricerca di modalità sempre più inclusive.

In quest'ottica è stata posta ancora maggiore attenzione alla mappatura delle competenze, sia hard sia soft, attraverso lo strumento del ME-Profile, utile a mappare le esperienze lavorative, le competenze, gli interessi e la motivazione al cambiamento dei colleghi. L'utilizzo del tool è stato poi incentivato anche attraverso una campagna di comunicazione *ad hoc*.

Le metriche della diversità

ESRS S1-9

Forza lavoro per inquadramento e genere

	UM	2024	2023	2024-2023	
Manager	n.	**1.256**	**1.310**	**(54)**	**-4,1%**
Manager	%	2,1	2,1	-	-
- di cui uomini	n.	914	966	(52)	-5,4%
- di cui donne	n.	342	344	(2)	-0,6%
Middle manager	n.	**12.013**	**12.389**	**(376)**	**-3,0%**
Middle manager	%	19,9	20,3	(0,4)	-
- di cui uomini	n.	7.933	8.286	(353)	-4,3%
- di cui donne	n.	4.080	4.103	(23)	-0,6%
White collar	n.	**28.402**	**31.308**	**(2.906)**	**-9,3%**
White collar	%	47,0	51,3	(4,3)	-
- di cui uomini	n.	20.106	22.116	(2.010)	-9,1%
- di cui donne	n.	8.296	9.192	(896)	-9,7%
Blue collar	n.	**18.688**	**16.048**	**2.640**	**16,5%**
Blue collar	%	31,0	26,3	4,7	-
- di cui uomini	n.	18.358	15.833	2.525	15,9%
- di cui donne	n.	330	215	115	53,5%

Donne nei piani di successione

	UM	2024	2023	2024-2023	
Numero di donne manager e middle manager	n.	**4.422**	**4.447**	**(25)**	**-0,6%**
Percentuale di donne manager e middle manager[1]	%	**33,3**	**32,5**	**0,9**	**-**
Percentuale di donne nei piani di successione manageriale	%	**48,1**	**47,2**	**0,9**	**-**
Percentuale di donne nei piani di successione dei top manager	%	**50,3**	**50,4**	**(0,1)**	**-**

(1) Percentuale di donne manager e middle manager = donne manager + middle manager/totale manager + middle manager.

Forza lavoro per fasce di età e inquadramento

	UM	2024	2023	2024-2023	
<30	n.	**7.857**	**7.661**	**196**	**2,6%**
	%	13,0	12,5	0,5	-
30-50	n.	**35.081**	**35.111**	**(30)**	**-0,1%**
	%	58,1	57,6	0,5	-
>50	n.	**17.421**	**18.283**	**(862)**	**-4,7%**
	%	28,9	29,9	(1,0)	-
Età media	anni	**43,5**	**43,6**	**(0,1)**	**-0,2%**

Forza lavoro per nazionalità

	UM	2024	2023	2024-2023	
Totale forza lavoro					
Italia	%	51,7	51,2	0,5	-
Brasile	%	15,5	13,3	2,2	-
Spagna	%	15,1	15,2	(0,1)	-
Argentina	%	6,0	5,8	0,2	-
Colombia	%	3,7	3,8	(0,1)	-
Cile	%	3,1	3,2	(0,1)	-
Altre	%	4,9	7,5	(2,6)	-
Forza lavoro in posizioni di management (manager e middle manager)					
Italia	%	52,3	50,8	1,5	-
Brasile	%	4,6	4,9	(0,3)	-
Spagna	%	31,0	30,6	0,4	-
Argentina	%	1,7	1,8	(0,1)	-
Colombia	%	2,4	2,3	0,1	-
Cile	%	2,7	2,8	(0,1)	-
Altre	%	5,3	6,8	(1,5)	-

Le metriche sulle persone con disabilità

ESRS S1-12

Personale con disabilità o appartenente a categorie protette

	UM	2024	2023	2024-2023	
Dipendenti con disabilità	n.	**2.040**	**2.046**	**(6)**	**-0,3%**
	%	3,4	3,4	-	-
- di cui uomini	n.	1.409	1.416	(7)	-0,5%
	%	69,1	69,2	(0,1)	-
- di cui donne	n.	631	630	1	0,2%
	%	30,9	30,8	0,1	-

Nel Gruppo sono presenti 2.040 colleghi con disabilità riconosciuta e certificata dalle legislazioni locali (3,4% della popolazione aziendale a livello di Gruppo), di cui il 74% in Italia.

Le metriche sulla formazione e lo sviluppo delle persone

ESRS S1-13

Valutazione

	UM	2024	2023	2024-2023	
Diffusione delle valutazioni[1]	%	**87,3**	**89,3**	**(2,0)**	**-**
- uomini	%	86,1	88,5	(2,4)	-
- donne	%	91,5	91,7	(0,2)	-
Persone valutate per inquadramento					
Manager	%	96,4	96,3	0,1	-
Middle manager	%	93,6	94,4	(0,8)	-
White collar	%	93,2	91,0	2,2	-
Blue collar	%	73,5	81,2	(7,7)	-
Formazione					
Ore di formazione totali	.000 h	**3.202**	**3.099**	**103**	**3,3%**
Ore di formazione per dipendente	h/pro capite	**53,1**	**48,1**	**5,0**	**10,4%**
per genere:					
- uomini	h/*pro capite*	56,6	50,7	5,9	11,6%
- donne	h/*pro capite*	40,7	39,7	1,0	2,5%
per inquadramento:					
Manager	h/*pro capite*	33,4	34,0	(0,6)	-1,8%
Middle manager	h/*pro capite*	38,4	42,9	(4,5)	-10,5%
White collar	h/*pro capite*	42,0	40,3	1,7	4,2%
Blue collar	h/*pro capite*	84,6	69,3	15,3	22,1%

(1) Il calcolo della percentuale dei valutati considera al denominatore tutti gli headcount e non solo gli eligibili di processo.

Formazione sulla Sostenibilità

	UM	2024	2023	2024-2023	
Formazione *pro capite* su tematiche di Sostenibilità	h/*pro capite*	35,0	32,2	2,8	8,7%
Ore totali di formazione su tematiche di Sostenibilità	.000 h	2.107	2.075	32	1,6%
- di cui ambiente	.000 h	29	32	(3)	-10,5%
- di cui safety	.000 h	1.614	1.452	162	11,1%
- di cui diritti umani	.000 h	5	9	(3)	-37,5%
- di cui Codice Etico	.000 h	10	11	(1)	-7,0%

I principali KPI che vengono monitorati sono le Ore di formazione *pro capite* che hanno raggiunto nel 2024 il valore di 53,1. Tra le attività di formazione si segnalano quelle di aggiornamento e riqualificazione professionale e il Training on the Job (TotJ), un percorso di formazione che consente di acquisire nuove competenze tecniche specifiche attraverso un apprendimento diretto. Inoltre, grande attenzione è stata rivolta all'inserimento dei neoassunti, attraverso il programma di "Onboarding" mirato a offrire un'esperienza unica e inclusiva grazie a strumenti che mettono a disposizione tutti i contenuti culturali e organizzativi utili al pieno inserimento in Azienda. Sono stati attivati percorsi formativi specifici per accelerare lo sviluppo di competenze tecniche tramite programmi dedicati.

Le principali iniziative di formazione in ambito DEIB si sono focalizzate sull'empowerment femminile e sulla

progettazione inclusiva "Design for All". Rispetto alla formazione obbligatoria, continua l'impegno di Enel nell'assicurare la fruizione e il completamento dei principali corsi in materia di compliance societaria. Infine, all'inizio del 2024 è stata creata una nuova unità "Workforce Evolution", con l'obiettivo di definire e implementare le linee guida strategiche di insourcing e coordinarne le attività relative a specifici programmi formativi e campagne di comunicazione in collegamento con interlocutori interni ed esterni. Nel corso dell'anno è stata avviata l'iniziativa A.I. TALK, indirizzata a tutti i dipendenti del Gruppo, con l'obiettivo di trattare vari aspetti dell'intelligenza artificiale, fornendo una panoramica completa delle sue applicazioni, dei benefici e delle implicazioni etiche. L'iniziativa ha mirato a promuovere una maggiore comprensione e consapevolezza tra i dipendenti, favorendo così un ambiente di lavoro più informato e preparato ad affrontare le sfide future legate a questa tecnologia emergente.

Le metriche sull'equilibrio tra vita professionale e vita privata

Congedo parentale

	UM	2024	2023	2024-2023	
Persone aventi diritto al congedo parentale	n.	**2.614**	**2.600**	**14**	**0,5%**
Uomini	n.	1.807	1.798	9	0,5%
Donne	n.	807	802	5	0,6%
Persone che hanno usufruito del congedo parentale per genere	n.	**2.614**	**2.600**	**14**	**0,5%**
Uomini	n.	1.807	1.798	9	0,5%
Donne	n.	807	802	5	0,6%
Persone che sono tornate al lavoro al termine del congedo parentale	n.	**2.484**	**2.471**	**13**	**0,5%**
Uomini	n.	1.778	1.770	8	0,5%
Donne	n.	706	701	5	0,7%
Tasso di rientro al lavoro dei dipendenti che hanno usufruito del congedo parentale	%	**89,1**	**95,0**	**(5,9)**	**-6,2%**
Uomini	%	91,8	98,4	(6,6)	-6,7%
Donne	%	83,6	87,4	(3,8)	-4,3%

Nel 2024 Enel ha siglato in Italia con le parti sociali un nuovo accordo sindacale che introduce importanti benefici per i genitori e caregiver, tra cui:

- l'aumento dei giorni di congedo retribuito per i padri riconosciuti da Enel, passati da 10 a 20, oltre quelli previsti per legge;
- una retribuzione per i congedi parentali migliorativa rispetto alla legge per tutti i mesi previsti dalla normativa[67];
- nuovi permessi retribuiti, tra cui un giorno per l'inserimento dei figli a scuola, per il diploma o la laurea dei figli e per i nonni alla nascita dei nipoti;
- un contributo economico *una tantum* per l'iscrizione al fondo pensione FOPEN per i figli a carico sotto i 3 anni;
- due giorni di permesso per caregiver che non usufruiscono della legge n. 104/1992.

67. Per il congedo parentale l'Azienda offre condizioni migliorative rispetto alla legge. Entro i 6 anni del figlio: sia per la madre sia per il padre, l'Azienda concede per i primi due mesi una indennità pari al 90% della retribuzione a fronte dell'80% previsto per legge, mentre il terzo mese viene retribuito al 60%, rispetto al 30% previsto per legge. Tra i 6 e 12 anni del figlio: per i tre mesi di congedo non trasferibili, Enel concede un'indennità del 60%, rispetto al 30% previsto per legge. In aggiunta, per i tre ulteriori mesi di congedo utilizzabili alternativamente da madre o padre entro il 12° anno del figlio, Enel riconosce un'indennità del 45%, rispetto al 30% previsto per legge.

Le metriche di remunerazione

Rapporto RAL donne/uomini

	UM	2024	2023	2024-2023	
Rapporto dello stipendio base donne/uomini[1]					
Manager	%	85,6	84,5	1,1	-
Middle manager	%	95,0	93,9	1,1	-
White collar	%	93,8	92,1	1,7	-
Blue collar	%	83,3	101,4	(18,1)	-
Rapporto retribuzione donne/uomini[2]					
Manager	%	82,5	81,4	1,1	-
Middle manager	%	93,9	92,8	1,1	-
White collar	%	94,2	92,5	1,7	-
Blue collar	%	84,0	102,1	(18,1)	-

(1) Calcolato come rapporto tra la media dello stipendio base (teorico fisso) delle donne sulla media dello stipendio base degli uomini. Il calcolo viene effettuato per ciascuna categoria professionale.

(2) Calcolato come rapporto tra la media della retribuzione (teorico fisso più variabile di breve termine) delle donne sulla media della retribuzione degli uomini. Il calcolo viene effettuato per ciascuna categoria professionale.



HIG
VChain
RS

Salute e sicurezza

0,58

INDICE DI FREQUENZA INFORTUNI CON ASSENZA DAL LAVORO (LTI FR – LOST TIME INJURY FREQUENCY RATE) RELATIVO A PERSONALE ENEL E DELLE IMPRESE APPALTATRICI

0,61 nel 2023

0,64

INDICE DI FREQUENZA MEDIO DEGLI INFORTUNI PESATI PER LA LORO GRAVITÀ

96%

% FORZA LAVORO PROPRIA COPERTA DA SISTEMA DI GESTIONE CERTIFICATO

94% nel 2023

Di seguito si riportano i risultati di Gruppo del processo di doppia materialità 2024 per le tematiche relative a "Salute e sicurezza", con il dettaglio degli IRO materiali individuati che hanno guidato l'elaborazione della presente sezione.

SOTTOTEMA	DESCRIZIONE IRO	TIPO	TARGET
SICUREZZA DEI LAVORATORI **Sotto-sottotema** Gestione e monitoraggio della sicurezza dei lavoratori	Diminuzione del numero di infortuni sul lavoro subiti dai lavoratori (sia Enel sia appaltatori), attraverso adeguati strumenti di gestione e monitoraggio delle tematiche di salute e sicurezza.	Impatto positivo	Indice di frequenza medio degli infortuni pesati per la loro gravità.
SOTTOTEMA **SICUREZZA DEI LAVORATORI** **Sotto-sottotema** Promozione della cultura della sicurezza tra i lavoratori	Aumento del numero di infortuni subiti dai lavoratori (sia Enel sia appaltatori) all'interno del Gruppo a causa di una cultura e procedure di sicurezza inadeguate.	Impatto negativo	• % forza lavoro propria coperta da sistema di gestione certificato. • Iniziative di coinvolgimento delle imprese contrattiste su temi di salute e sicurezza.

La strategia e la gestione per gli IRO materiali

ESRS 2 SBM-2; ESRS 2 SBM-3

Il processo di analisi di doppia materialità 2024 ha identificato due impatti, uno positivo e l'altro negativo, che possono influenzare il rischio di accadimento di infortuni sia per i lavoratori Enel sia per quelli delle imprese contrattiste. In coerenza con la valutazione di tali impatti, Enel ha preso in carico i contenuti di tale analisi, orientando la propria strategia e il proprio modello aziendale sui temi di salute e sicurezza verso il rispetto di questi driver in tutte le attività in cui sarà coinvolta, attraverso la definizione di un piano d'azione e dei target specifici volti a contenere i rischi safety e quindi a scongiurare l'accadimento di eventi infortunistici. Per quanto riguarda i temi legati agli interessi e alle opinioni dei lavoratori propri e delle imprese contrattiste, nonché le principali iniziative promosse da Enel e le relative modalità di coinvolgimento, si faccia riferimento al paragrafo "Coinvolgimento degli stakeholder" del capitolo "Informazioni generali".

Politiche di salute e sicurezza

ESRS S1-1

In Enel la salute, la sicurezza e l'integrità psicofisica delle persone, intese sia come lavoratori propri quali soggetti con interessi legati alle dinamiche di business e ai processi del Gruppo Enel sia come lavoratori delle imprese contrattiste che collaborano con esso, vengono considerate il bene più prezioso da tutelare in ogni momento della vita, al lavoro come a casa e nel tempo libero; pertanto, l'impegno di Enel è da sempre mirato a rendere tutti gli spazi di lavoro sempre più sicuri e salubri.

Per rendere questo impegno chiaro ed evidente a tutti i dipendenti del Gruppo nonché agli stakeholder esterni, Enel ha elaborato e diffuso una Politica sulla Salute e Sicurezza, condivisa con il Consiglio di Amministrazione e sottoscritta dall'Amministratore Delegato. Si evidenzia inoltre che tale impegno è sancito anche all'interno della Politica sui Diritti Umani.

POLITICA SULLA SALUTE E SICUREZZA	DESCRIZIONE

CONTENUTI PRINCIPALI	• Princípi guida, che riguardano la responsabilizzazione di tutti coloro che lavorano con Enel al rispetto e alla salvaguardia della salute e sicurezza delle persone con cui interagiscono.
	• Implementazione, promozione e mantenimento dei sistemi di gestione per la salute e la sicurezza dei lavoratori.
	• Obiettivi strategici, incentrati sul rendere sempre più sicuri i processi e i metodi di lavoro in ottica zero infortuni e di consolidamento della cultura della sicurezza e della salute.
	• Definizione dell'approccio ai temi di salute e sicurezza, consistente nell'implementazione di processi e piani d'azione volti alla riduzione dei rischi a seguito dell'analisi dei dati (approccio "data driven"), grazie anche al supporto di opportuni strumenti e di sistemi digitali per la sorveglianza e il controllo in campo.
	• Le direttrici e le priorità d'azione per il continuo miglioramento delle prestazioni in materia di salute e sicurezza.
	• Gli ambiti d'azione su cui Enel è impegnata per il raggiungimento dei target prefissati in linea con gli impatti di materialità:
	  • le persone, intese come lavoratori interni, per i quali sono previste iniziative di consolidamento della consapevolezza e dalla cultura della salute e sicurezza attraverso adeguate azioni di formazione, informazione e sensibilizzazione;
	  • i lavoratori appartenenti alle imprese appaltatrici che collaborano con il Gruppo, verso le quali Enel si impegna a promuovere l'adozione del medesimo approccio in ambito di salute e sicurezza.

AMBITO	• Salute e sicurezza dei lavoratori interni e delle imprese contrattiste.
IRO COPERTI E RIFERIMENTI	• Obiettivo specifico sulla riduzione degli infortuni sul lavoro attraverso l'adozione di opportuni strumenti di gestione e monitoraggio. • Obiettivo specifico sul consolidamento della cultura sulla salute e sicurezza.
STAKEHOLDER COINVOLTI NELLA DEFINIZIONE	• Lavoratori propri e delle imprese contrattiste che collaborano con Enel.
DIFFUSIONE	• La Politica sulla Salute e Sicurezza è disponibile sul sito di Enel al seguente link: https://www.enel.com/content/dam/enel-com/documenti/investitori/sostenibilita/politica-salute-e-sicurezza-gruppo-enel.pdf.

Inoltre, nell'ambito delle sue attività nelle tecnologie nucleari, Enel si impegna pubblicamente, in veste di azionista, a garantire che nei propri impianti sia adottata una chiara politica di sicurezza nucleare e che essi siano gestiti secondo criteri in grado di assicurare assoluta priorità alla sicurezza e alla protezione dei lavoratori, della popolazione e dell'ambiente. Ulteriori dettagli sono disponibili sul sito internet di Enel (https://www.enel.com/it/investitori/sostenibilita/impegno-quotidiano/salute-sicurezza-lavoro/enel-nucleare).

Coinvolgimento dei lavoratori sui temi di salute e sicurezza e canali di dialogo

ESRS S1-2; S1-3

L'elemento chiave per accrescere e consolidare la cultura della salute e sicurezza in un'organizzazione è la partecipazione attiva dei lavoratori. Enel promuove la loro responsabilizzazione nell'avere un ruolo attivo e proattivo nel proprio lavoro, l'informazione e la consultazione sistematica delle persone interessate sulle decisioni relative alla prevenzione, la diffusione di strumenti per la raccolta di informazioni e suggerimenti ecc. Sono stati istituiti, a tal fine, comitati bilaterali con i rappresentanti delle organizzazioni sindacali, per definire, insieme al management, iniziative di miglioramento sulla salute e la sicurezza sui luoghi e metodi di lavoro. I comitati si riuniscono periodicamente, prevalentemente con cadenza mensile, oltre che puntualmente in base alle necessità/criticità, con l'obiettivo di raccogliere preventivamente spunti sulla valutazione dei rischi funzionali all'individuazione e alla realizzazione delle iniziative di prevenzione in Azienda, o sulle lezioni apprese a seguito di eventi infortunistici più rilevanti in termini di gravità. Tale approccio, basato sulla partecipazione attiva e sul feedback, promuove una migliore comprensione, accettazione e attuazione delle misure preventive in tutto il Gruppo.

Paese	Italia	Spagna	Brasile	Cile	Colombia	Messico	Argentina	USA e Canada
Periodicità	Mensile	Mensile	Mensile	Mensile	Mensile	Ogni 3 mesi	Min. 6 volte anno	Mensile

In aggiunta ai comitati e in ottemperanza alle normative vigenti in tutti i Paesi, i lavoratori Enel interni dispongono dell'RLS[68], grazie al quale partecipano attivamente al sistema di valutazione e prevenzione dei rischi dell'ambiente di lavoro in cui operano, segnalando situazioni potenzialmente pericolose alle figure responsabili per l'adozione di misure correttive.

Per quanto riguarda le modalità per garantire la disponibilità dei canali di ascolto e dialogo per la forza lavoro, nonché il monitoraggio e controllo delle segnalazioni emerse, si rimanda al paragrafo "Coinvolgimento della forza lavoro propria e canali di dialogo".

Inoltre, Enel è dotata di strumenti di segnalazione aziendali quali Near Miss[69] e Safety Observation[70], che consentono ai lavoratori di segnalare potenziali rischi o situazioni di pericolo alle proprie figure responsabili per l'immediata attuazione delle azioni di rimedio. Queste segnalazioni, monitorate sia per frequenza sia per numero assoluto, contribuiscono all'implementazione di processi e piani d'azione per ridurre i rischi in materia di salute e sicurezza nei luoghi di lavoro.

Per garantire la copertura di tutto il personale di cui il Gruppo si avvale, sia interno sia esterno, Enel si è impegnata, anche nel 2024, a promuovere il coinvolgimento dei propri fornitori sia attraverso iniziative dirette di ingaggio, tra cui il progetto "Partnership per la sicurezza, la salute e l'ambiente" che sensibilizza gli appaltatori sui valori della sicurezza attraverso la condivisione delle migliori prassi, sia attraverso la predisposizione di una pagina dedicata ai temi della safety e dell'ambiente nel portale aperto a tutti i fornitori, con materiale informativo/formativo, le principali politiche e video illustrativi, per supportare il miglioramento delle performance di salute e sicurezza. Sono inoltre state organizzate specifiche iniziative a livello dei singoli Paesi del Gruppo per il coinvolgimento del personale delle imprese contrattiste, allo scopo di condividere gli indicatori sui temi di salute e sicurezza, le lezioni apprese dagli infortuni e gli standard e le politiche Enel, rafforzando la cultura sulla sicurezza nei lavoratori delle imprese.

68. Rappresentante per la Sicurezza dei Lavoratori.
69. Near Miss: evento potenzialmente dannoso, poiché legato alla presenza di situazioni o agenti che abbiano la caratteristica intrinseca di "pericolosità" che, per l'instaurarsi di situazioni fortuite, non ha provocato danni reali a lavoratori sia interni sia di imprese contrattiste.
70. Safety Observation: un comportamento o situazione non sicura adottata dai membri del personale Enel o delle imprese appaltatrici, alla quale gli stessi potrebbero essere esposti e che potrebbe potenzialmente causare un infortunio.

Paese	Italia	Spagna	Brasile	Cile
Principali iniziative	• Workshop fornitori • Iniziativa "Qualità preposti" • Stop Work e ricircolo lesson learned • Safety Day: incontro con le imprese	• Giornata di sicurezza con i contrattisti • Diffusione delle campagne specifiche E&C • Stop work – Rischio elettrico • Iniziativa "Forum safety negli impianti"	• Progetto "Ispezioni incrociate e safety walks" • Iniziativa "Blitz di Sicurezza" • Giornate con le imprese contrattiste	• Giornate con le imprese contrattiste • HSEQ walks con le imprese contrattiste • Iniziativa "Campo di prova" • Progetto "Video induction HSE per i parchi fotovoltaici"
Paese	**Colombia**	**Messico**	**Argentina**	**USA e Canada**
Principali iniziative	• Riunioni di sicurezza con le imprese • Contractors Safety Days • Iniziativa "Workshop attività ad alto rischio safety" • Iniziative di innovazione sulla sicurezza con i contrattisti	• Contractors Safety Days • Workshop con le imprese	• Contractors Safety Days • Workshop con le imprese contrattiste • Iniziativa "Stop Work e lezioni apprese sui temi HS"	• Contractors Safety Days • Workshop con le imprese

Piano d'azione per la gestione degli IRO rilevanti

ESRS S1-4

In linea con le politiche aziendali e in collaborazione con gli stakeholder di riferimento, il Gruppo Enel ha definito una serie di iniziative e progetti in continuità con le azioni già avviate, volti a rafforzare i presídi in essere per la prevenzione e la mitigazione dell'impatto negativo emerso come materiale in relazione all'aumento del numero di infortuni associato alla causa di una non adeguata cultura e di procedure inefficaci sui temi di sicurezza. Inoltre, il Gruppo prosegue nel suo impegno per garantire la diffusione di adeguati strumenti di gestione e monitoraggio delle tematiche di salute e sicurezza. Si riportano nel seguito i piani d'azione definiti.

Sviluppo della cultura della salute e sicurezza: formazione, informazione e sensibilizzazione

In base all'analisi dei dati infortunistici e delle evidenze emerse dalle ispezioni e dai controlli, Enel ha ritenuto necessario focalizzare la propria attenzione su tre direttrici principali per promuovere il rafforzamento e la massima diffusione della cultura sulla sicurezza verso i lavoratori propri e delle imprese contrattiste, ovvero la formazione, l'informazione e la sensibilizzazione.

Il Gruppo Enel ha sviluppato un processo di gestione della **formazione** HSE&Q per tutti i propri dipendenti, calibrato sulle attività svolte e sui rischi specifici cui sono esposti. Questo approccio integra la sicurezza ai vari livelli dell'organizzazione, rendendola parte integrante di tutti i processi e attività, promuovendo un modello condiviso da tutte le persone.

Inoltre, Enel si impegna attivamente a promuovere questo approccio anche verso le imprese appaltatrici, implementando opportuni processi di controllo volti a verificare che anche le imprese operanti nel suo perimetro garantiscano una formazione per i loro collaboratori.

A completamento della formazione specialistica, come consuetudine Enel promuove e organizza corsi sulla **cultura della sicurezza** sulla base delle analisi dei dati infortunistici e delle evidenze emerse da ispezioni e controlli. Questi percorsi evolveranno nel 2025 con contenuti integrativi per migliorare le performance di salute e sicurezza e per sensibilizzare sull'adozione di politiche e procedure.

L'**informazione** e la **sensibilizzazione** del personale avvengono in modo sistematico attraverso la intranet, le e-mail informative, le newsletter e le rubriche dedicate, diffondendo le informazioni relative agli eventi di sicurezza, le loro cause e le azioni da met-

tere in atto per evitare il ripetersi di situazioni simili, per aumentare la consapevolezza sull'importanza della prevenzione e della cultura della sicurezza. Nel 2025 è previsto lo sviluppo di un progetto globale GO Safety mirato ad accrescere la cultura sulla sicurezza nelle persone indipendentemente dal ruolo ricoperto, e quindi a coinvolgere in maniera specifica i target operativi, premiandone le conoscenze (attraverso la partecipazione a quiz) e i comportamenti virtuosi.

Di seguito si riporta la tabella con le principali iniziative di formazione, informazione e sensibilizzazione previste nell'ambito del piano d'azione del Gruppo per il periodo 2025-2027.

AZIONE	DESCRIZIONE	Ambito	Timing	Monitoraggio
Principali iniziative di formazione: **1. Formazione per ispettori.** **2. Leadership in sicurezza e ambiente.** **3. Studio dei Bias cognitivi nella sicurezza.** **4. Miglioramento continuo.**	1. Percorso formativo sulle modalità di rilevazione delle non conformità nelle sedi di lavoro con specifico approfondimento sull'analisi delle cause radice degli eventi. 2. Percorso formativo su sicurezza, ambiente con focus su procedure e comportamenti oltre che sulla leadership in materia di HSEQ. 3. Percorso formativo finalizzato ad analizzare ed eliminare le distorsioni cognitive che impediscono una corretta percezione del rischio della sicurezza. 4. Programma di applicazione per rendere più efficaci i processi, la qualità degli impianti e l'efficienza operativa.	Azione rivolta al personale Enel interno	2025	• Riduzione del tasso di frequenza pesato degli infortuni con giorni persi rispetto alla media dei tre anni precedenti in merito ai temi trattati nelle attività formative. • Riduzione del tasso di frequenza degli infortuni con giorni persi rispetto agli anni precedenti. • Diminuzione del numero di non conformità rilevate nelle ispezioni in campo in base al numero di ore lavorate.



AZIONE	DESCRIZIONE	Ambito	Timing	Monitoraggio
Informazione verso i lavoratori: **1. Safety Message per infortuni gravi.** **2. Safety Bullettin.**	1. Strumento di comunicazione e condivisione, via e-mail, a tutti i colleghi delle Linee di Business delle informazioni relative agli infortuni gravi, sulla dinamica, sulle principali cause "radice" e sulle azioni adottate al fine di ricircolare la "lezione appresa" ed evitare il ripresentarsi di eventi simili. 2. Report di sintesi che raccoglie tutte le schede di approfondimento relative agli eventi gravi occorsi nel trimestre inviato a tutta l'organizzazione, in occasione degli incontri periodici di team o delle iniziative formative.	Azione rivolta al personale Enel interno	2025-2027	• Riduzione del tasso di frequenza pesato degli infortuni con giorni persi rispetto alla media dei tre anni precedenti in merito ai temi trattati nelle attività formative. • Riduzione del tasso di frequenza degli infortuni con giorni persi rispetto agli anni precedenti.
Strumenti di sensibilizzazione	Canali aziendali quali la intranet, e-mail informative, newsletter e rubriche dedicate.	Azione rivolta al personale Enel interno	2025-2027	• Riduzione del tasso di frequenza pesato degli infortuni con giorni persi rispetto alla media dei tre anni precedenti in merito ai temi trattati nelle attività formative. • Riduzione del tasso di frequenza degli infortuni con giorni persi rispetto agli anni precedenti.

Nel corso del 2024 sono state erogate complessivamente circa 1.600.000 ore (+10% rispetto al 2023) di formazione alle persone di Enel su temi di salute e sicurezza, molte delle quali svolte a livello dei Paesi in conformità con le rispettive legislazioni locali, allineate ai pericoli esistenti e ai rischi associati e tenendo conto delle mansioni svolte. Le ore di formazione obbligatoria sono state oltre 520.000, pari al 33% rispetto alla formazione complessiva. La formazione *pro capite* totale annua si è attestata intorno alle 26,4 ore.

Processo di ispezioni e verifiche

In Enel il processo di ispezioni è funzionale alla verifica dei comportamenti e del rispetto delle procedure e dei metodi di lavoro per la rilevazione delle potenziali situazioni a rischio (non conformità) e la creazione di ulteriori occasioni di formazione, coaching e diffusione della cultura della sicurezza. Le azioni ispettive sono definite sulla base di un approccio "data-driven", basato su tool informatici e dashboard analitiche per la valutazione delle performance delle unità organizzative e dei fornitori e l'individuazione delle aree a maggiore rischio di infortuni fatali, Life Changing[71] e HiPo[72].

Per quanto concerne le società contrattiste, le performance delle imprese sono monitorate sia in fase preventiva, tramite il sistema di qualificazione, sia in fase di esecuzione del contratto, attraverso numerosi strumenti di controllo.

71. I "Life Changing" Accidents (LC ACC) sono gli infortuni che hanno provocato conseguenze sulla salute tali da cambiare per sempre la vita dell'infortunato (per esempio, amputazioni di arti, paralisi, ustioni estese e visibili ecc.).
72. Gli "High Potential" (HiPo) sono infortuni che differiscono dai Fatali e dai Life Changing solo per le conseguenze – non gravi – che hanno sul lavoratore ma non per la dinamica dell'evento.

La tabella seguente dettaglia le azioni previste per il 2025-2027 in merito ai processi ispettivi e di controllo su lavoratori interni e delle imprese contrattiste, con focus specifici su particolari tematiche da attenzionare in base alla valutazione dei dati di salute e sicurezza del 2024.

AZIONE	DESCRIZIONE	Ambito	Timing	Monitoraggio
Ispezioni in campo	Svolgimento di attività ispettive proporzionate alle attività svolte in tutti i mesi dell'anno, garantendo sorveglianza e controllo di tutti gli aspetti di salute e sicurezza e il rispetto dei metodi di lavoro e dell'uso corretto di attrezzature sicure.	Personale Enel e delle imprese in tutte le attività svolte dal Gruppo e nelle varie geografie in cui esso opera	2025-2027	• Riduzione del tasso di frequenza degli infortuni con giorni persi rispetto agli anni precedenti. • Riduzione del tasso di frequenza pesato degli infortuni con giorni persi rispetto alla media dei tre anni precedenti. • Diminuzione del numero di non conformità rilevate nelle ispezioni in campo in base al numero di ore lavorate • Per le imprese, variazione mensile positiva del Fatality Risk Index (FRI)(1).
Extra Checking on Site (ECoS)	Programma di assessment per la valutazione, nelle aree a maggior rischio, dell'adeguatezza dell'organizzazione e dei processi in tutte le aree di business del Gruppo. La pianificazione degli ECoS è svolta in logica "data driven" sulla base di valutazioni eseguite sui valori e trend dei principali KPI safety, oltre a processi considerati più a rischio a eventi gravi nel passato recente.	Personale Enel e delle imprese in tutte le attività svolte dal Gruppo e nelle varie geografie in cui esso opera	2025	• Riduzione del tasso di frequenza degli infortuni con giorni persi rispetto agli anni precedenti. • Riduzione del tasso di frequenza pesato degli infortuni con giorni persi rispetto alla media dei tre anni precedenti. • Diminuzione del numero di non conformità rilevate nelle ispezioni in campo in base al numero di ore lavorate. • Variazione mensile positiva del Fatality Risk Index (FRI)(1).
Contractor Assessment (CA)	Definizione di un piano di contractor assesment per la valutazione dei processi di sicurezza, dell'organizzazione, dei metodi di lavoro e delle prestazioni dei fornitori, inclusi gli aspetti culturali e di leadership, in base alle evidenze rilevate dai controlli e dall'analisi dei dati di sicurezza del passato recente.	Azione rivolta alle imprese che collaborano con Enel o coinvolte nel processo di qualificazione	2025	• Riduzione del tasso di frequenza degli infortuni con giorni persi rispetto agli anni precedenti. • Riduzione del tasso di frequenza pesato degli infortuni con giorni persi rispetto alla media dei tre anni precedenti. • Diminuzione del numero di non conformità rilevate nelle ispezioni in campo in base al numero di ore lavorate. • Variazione mensile positiva del Fatality Risk Index (FRI)(1).

(1) Fatality Risk Index (FRI): parametro predittivo basato su una logica modulare, attraverso la combinazione pesata dei principali indicatori safety, quali infortuni, ore lavorate, ispezioni e non conformità, si definisce il livello di rischio infortuni del contrattista specifico operante in una Country specifica o a livello di Gruppo. Il FRI . finalizzato, quindi, a intercettare possibili situazioni di criticità che potrebbero causare un infortunio.

AZIONE	DESCRIZIONE	Ambito	Timing	Monitoraggio
Evaluation Group (EG)	L'Evaluation Group è un Comitato Interfunzionale (HSEQ, Procurement, Linee di Business) per la valutazione di tutte le misure di consequence management applicabili nei confronti dell'appaltatore coinvolto in eventi rilevanti di salute e sicurezza (incidenti Fatal, LCA e HiPo). Nel 2025 è stato definito un piano di esecuzione di Evaluation Group in ottica di consequence management proattivo, attraverso un approccio preventivo e selettivo di monitoraggio degli appaltatori, basato su logica data-driven, per anticipare e correggere possibili criticità future.	Azione rivolta alle imprese che collaborano con Enel	2025	• Riduzione del tasso di frequenza degli infortuni con giorni persi rispetto agli anni precedenti. • Riduzione del tasso di frequenza pesato degli infortuni con giorni persi rispetto alla media dei tre anni precedenti. • Diminuzione del numero di non conformità rilevate nelle ispezioni in campo in base al numero di ore lavorate. • Variazione mensile positiva del Fatality Risk Index (FRI)(1).
Processo di qualificazione dei fornitori	Processo declinato sulla base del livello di rischio H&S della tipologia di attività svolte (Gruppo Merceologico): • GM a rischio basso: compilazione da parte dell'impresa di un questionario di H&S (self-assessment); • GM a rischio medio: previsto lo svolgimento di un assessment dedicato in campo da parte di Enel (Contractor Safety Assessment); • GM a rischio alto: in aggiunta si richiede anche il possesso di un Sistema di Gestione certificato ISO 45001.	Azione rivolta alle imprese che intendono collaborare con Enel	2025-2027	• Riduzione del tasso di frequenza degli infortuni con giorni persi rispetto agli anni precedenti. • Riduzione del tasso di frequenza pesato degli infortuni con giorni persi rispetto alla media dei 3 anni precedenti. • Numero di non conformità rilevate nelle ispezioni in campo. • Variazione mensile positiva del Fatality Risk Index (FRI)(1).
HSE TERMS	Documento condiviso e accettato in fase di qualificazione, allegato a tutti i contratti sottoscritti da tutte le imprese al momento dell'assegnazione dei lavori. Gli HSE Terms, applicati in tutto il Gruppo, definiscono gli obblighi in materia di salute, sicurezza e ambiente che gli appaltatori devono rispettare e far rispettare anche ai propri subappaltatori. Inoltre, stabiliscono le violazioni in materia di sicurezza e ambiente che potrebbero comportare specifiche sanzioni, dall'applicazione di penali, alla sospensione dei lavori, fino alla risoluzione del contratto o alla sospensione della qualifica presso l'Albo dei fornitori Enel.	Azione rivolta alle imprese che intendono collaborare con Enel	2025-2027	• Riduzione del tasso di frequenza degli infortuni con giorni persi rispetto agli anni precedenti. • Riduzione del tasso di frequenza pesato degli infortuni con giorni persi rispetto alla media dei 3 anni precedenti. • Numero di non conformità rilevate nelle ispezioni in campo. • Variazione mensile positiva del Fatality Risk Index (FRI)(1).

(1) Fatality Risk Index (FRI): parametro predittivo basato su una logica modulare, attraverso la combinazione pesata dei principali indicatori safety, quali infortuni, ore lavorate, ispezioni e non conformità, si definisce il livello di rischio infortuni del contrattista specifico operante in una Country specifica o a livello di Gruppo. Il FRI . finalizzato, quindi, a intercettare possibili situazioni di criticità che potrebbero causare un infortunio.

AZIONE	DESCRIZIONE	Ambito	Timing	Monitoraggio
Sicurezza e innovazione tecnologica	Enel promuove l'innovazione tecnologica per migliorare i processi di salute e sicurezza, al fine di supportare i lavoratori in una migliore mitigazione e gestione dei rischi safety e ridurre gli infortuni sul lavoro. Tra le principali iniziative previste in fase di adozione nel 2025, si riportano: • **Progetto Closer**, finalizzato a dotare il personale Enel, che opera in luoghi confinati, di strumenti per mantenere la comunicazione con il personale di presidio; • **Progetto Laser Barriers**, per migliorare la delimitazione delle aree di lavoro e impedire l'accesso a personale non autorizzato tramite barriere laser; • **Progetto "GORE"**, finalizzato all'adozione, da parte del personale operativo Enel, di DPI di ultima generazione con elevate performance in termini sia di protezione contro l'arco elettrico sia di comfort ergonomico.	Azione rivolta al solo personale Enel	2025	• % definizione di nuove iniziative innovative in ambito H&S rispetto all'anno precedente. • % progetti innovativi in ambito H&S in fase di scale-up/handover rispetto all'anno precedente.

Nel 2024 sono state condotte più di 431.000 ispezioni safety in campo. Nel corso del 2024 è stato ridefinito il perimetro e la frequenza delle ispezioni per ottimizzare il processo garantendo un'analisi delle cause radice su cui basare l'implementazione delle azioni correttive.

Nel 2024 sono stati eseguiti 82 Safety Extra Checking on Site evidenziando la necessità di porre attenzione principalmente sulle attività a rischio elettrico e svolte in altezza, oltre a un focus sui comportamenti umani legati alla percezione dei rischi e all'organizzazione dei lavori.

Nel 2024 sono stati eseguiti 1.049 Contractor Assessment (CA) e 95 Evaluation Group (EG), suddivisi in 19 reattivi (a seguito di evento safety) e 76 in forma proattiva. Nella tabella seguente sono riportate le principali azioni derivanti dagli EG reattivi.

Eventi imprese 2024	N. EG	Supporto Safety[1]	Sospensione qualifica / Limitazione di gara / Status "under investigation"	Sospensione parziale o totale delle attività	Interruzione o sospensione del contratto / Riduzione delle attività contrattualizzate / Non assegnazione contratti	Altre attività (es. formazione, ispezioni, contractor assessment, revisione metodi di lavoro ecc.)
Infortuni mortali	7	1	14	4	5	9
Infortuni Life Changing (LC)	-	-	-	-	-	-
Infortuni di Alto Potenziale (HiPo)	12	1	8	2	5	12
TOTALE	**19**	**2**	**22[2]**	**6**	**10**	**21**

(1) Supporto Safety = processo di sorveglianza da applicare all'impresa con prestazioni basse o in peggioramento o dopo un incidente al fine di supportarla nello svolgimento delle attività per il tempo previsto nel piano di rimedio.

(2) Include i 10 fornitori coinvolti nell'evento di Bargi attualmente in stato "under investigation".

Inoltre, con l'obiettivo di rafforzare l'attività di selezione e verifica delle imprese subappaltatrici da parte dell'impresa appaltatrice principale, nel 2024 è stata pubblicata la Policy 1316 relativa alle verifiche HSE, funzionali all'autorizzazione al subappalto da parte dei fornitori.

In Enel vengono inoltre effettuate periodiche verifiche degli impianti di proprietà e sulle attrezzature di lavoro per valutarne l'effettivo stato di conservazione, efficienza e per tutelare la sicurezza del personale. In aggiunta ai controlli di legge, eseguiti da tecnici certificati e competenti, vengono svolte verifiche aggiuntive in ottica di over compliance normativa in materia di sicurezza sul lavoro. Inoltre, vengono svolte periodiche verifiche di igiene, sicurezza ed ergonomia dei luoghi di lavoro (per esempio, livello di ventilazione, temperatura e umidità, livello di pulizia di postazioni e servizi ecc.), sia in occasione dei sopralluoghi periodici di legge svolti nelle sedi alla presenza di Medico Competente e dei Rappresentanti dei Lavoratori sulla Sicurezza, sia in quelli eseguiti da imprese specializzate al mantenimento delle condizioni di salubrità, igiene ed ergonomia degli ambienti di lavoro.

Target

ESRS S1-5

KPI	POLITICHE	PERIMETRO	BASELINE CONSUNTIVO 2024		TARGET	STATO
Indice di frequenza medio degli infortuni pesati per la loro gravità (nell'indicatore vengono considerati tutti gli infortuni con almeno un giorno di assenza dal lavoro)	Politica sulla Salute e Sicurezza • Miglioramento continuo attraverso il monitoraggio di indicatori di misurazione delle performance su salute e sicurezza. • Rendere sempre più sicuri processi, metodi di lavoro e attrezzature. • Ridurre l'indice di frequenza degli infortuni. • Raggiungere Zero infortuni fatali.	Enel a livello globale	Anno: 2024 (calcolata sulla base della media del valore degli ultimi 3 anni 2022-2024) Valore (media ultimi 3 anni): **0,53**	0,64(1)	**0,47(2) nel 2025**	→
% di copertura dei propri lavoratori con sistema certificato di gestione	• Promozione, implementazione e mantenimento di Sistemi di Gestione per la Salute e Sicurezza dei Lavoratori secondo lo standard ISO 45001, in ottica di miglioramento continuo.	Enel a livello globale	Anno: 2023 Valore: **94%**	96%	**≥94% al 2027**	→
Iniziative di coinvolgimento delle imprese contrattiste su temi di salute e sicurezza	• Promozione e diffusione della cultura su salute e sicurezza anche all'interno delle imprese che collaborano con Enel. • Rendere sempre più sicuri processi, metodi di lavoro e attrezzature. • Consolidare la cultura della salute e sicurezza. • Ridurre l'indice di frequenza degli infortuni. • Raggiungere Zero infortuni Fatali.	Enel a livello globale	Anno: 2023 Valore: **1**	5	**1 iniziativa all'anno nel periodo 2025-2027(3)**	→

Non in linea | In linea | Raggiunto

(1) I valori di consuntivo sono calcolati considerando l'isoperimetro 2025 per renderli omogenei e confrontabili con i valori target di piano.
(2) Il target dell'Indice di frequenza medio degli infortuni pesati per la loro gravità (WFR – Weighted Frequency Rate) è calcolato associando un peso agli indici di frequenza in base alla gravità dell'infortunio che rappresentano, distinguendo tra fatali, Life Changing, High Potential e altri, considerando tutti gli infortuni con almeno un giorno di assenza.
(3) L'iniziativa è intesa da svolgersi su una o più Linee di Business.

Per il periodo 2025-2027 il Gruppo Enel si è dotato di una serie di target finalizzati a indirizzare il proprio modello di business con gli indirizzi strategici e le evidenze emerse dal processo di doppia materialità 2024, con l'obiettivo di adottare tutte le azioni necessarie, con le relative deadline, volte a diffondere la cultura della sicurezza e a promuovere l'adozione di strumenti adeguati tra i lavoratori interni e delle imprese contrattiste e ridurre così il rischio di infortuni. Tali target sono condivisi con i propri lavoratori, con l'obiettivo di definire opportuni piani d'azione, attraverso i canali di dialogo e le iniziative di ingaggio e coinvolgimento attivo meglio descritte nel paragrafo "Coinvolgimento dei lavoratori sui temi di salute e sicurezza e canali di dialogo".

Metriche sulla salute e sicurezza

ESRS S1-14

Il sistema di gestione

In linea con quanto dichiarato nell'ambito della Politica sulla Salute e Sicurezza, tutte le società del Gruppo Enel adottano e implementano un proprio Sistema di Gestione per la Salute e Sicurezza dei Lavoratori, in conformità allo standard internazionale ISO 45001, quale presidio volto al contenimento dei rischi connessi alla salute e sicurezza dei lavoratori e strumento integrativo del sistema di controllo interno espressamente richiamato nella Parte Speciale "F" del Modello di Organizzazione, Gestione e Controllo (MOG) previsto dal decreto legislativo n. 231/2001, ovvero un sistema di gestione aziendale che individua le procedure operative che Enel sviluppa per ridurre il rischio che apicali e sottoposti commettano reati a vantaggio o interesse della società. Nel 2024 il Gruppo Enel presenta il seguente livello di copertura.

Lavoratori propri coperti dal sistema di gestione della salute e della sicurezza

	UM	2024	2023	2024-2023
Percentuale di lavoratori propri coperti dal sistema di gestione della salute e della sicurezza dell'impresa	%	**96**	**94**	2

Anche la Capogruppo, Enel SpA, ha adottato da tempo e implementa in maniera costante e puntuale un proprio Sistema di Gestione, al quale affianca le necessarie attività di indirizzo e coordinamento verso le società del Gruppo, promuovendo la diffusione e condivisione delle migliori pratiche e il confronto esterno con i top player internazionali. È compito delle varie Linee di Business Line e dei vari Paesi declinare gli indirizzi definiti da Enel SpA tramite i propri sistemi di gestione, in funzione dei rischi specifici connaturati alla tipologia di business e del quadro normativo locale.

Analisi degli indici di sicurezza

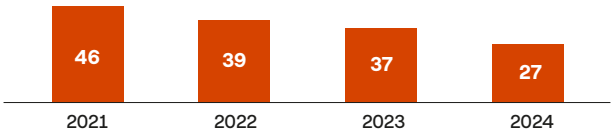
Anche il 2024, in linea con gli anni precedenti, si è contraddistinto per il ridimensionamento del perimetro del Gruppo Enel in conseguenza della cessione della Country Perù e della riduzione delle attività di costruzione dovuta alla finalizzazione dei cantieri, con la conseguente riduzione delle ore lavorate (-11,5% rispetto al 2023). In questo contesto di ridimensionamento dei perimetri e di finalizzazione dei cantieri, situazioni tendenzialmente caratterizzate dalla minor accuratezza durante le uscite dai perimetri, già osservata nel 2023, e la contrazione dei tempi nella finalizzazione dei cantieri, possono di norma rappresentare fattori di stress e influire negativamente sui risultati legati alla performance in ambito di sicurezza. Grazie all'esperienza maturata nel 2023 e alle conseguenti azioni di prevenzione introdotte, nel 2024 il numero di infortuni totali (LTI) si è ridotto di 40 rispetto al 2023 (237 nel 2023 vs 197 nel 2024). Questa riduzione di infortuni ha fatto sì che il LTI FR del 2024 sia pari a 0,58 e, quindi, in diminuzione rispetto al 2023 (0,61).

Anche il numero totale di infortuni con lesioni TRI (compresi quelli di primo soccorso) è diminuito del 6,7% (677 nel 2024 rispetto a 726 nel 2023), soprattutto per effetto della riduzione degli eventi infortunistici che non hanno richiesto giorni di assenza dal lavoro (478 nel 2024 rispetto a 489 nel 2023). La riduzione è dovuta principalmente alle imprese appaltatrici (-18%) a fronte di un lieve aumento degli eventi che hanno coinvolto il personale Enel (+18%). Il relativo Indice di Frequenza (TRI FR) presenta invece una tendenza in leggero rialzo rispetto al 2023, con un aumento del 5,3% (1,98 nel 2024 rispetto a 1,88 nel 2023), a causa della minore riduzione relativa dei First Aid rispetto al 2023, attestandosi, nel suo complesso, a circa 2 eventi infortunistici ogni milione di ore lavorate.

Pur in presenza di una riduzione di infortuni LTI e TRI rispetto al 2023, nel 2024 il numero di infortuni gravi (Fatali, Life Changing e High Potential) si è invece mantenuto stabile e vicino al valore registrato negli ultimi due anni (40, rispetto ai 39 registrati negli anni 2022 e 2023, valore minimo regi-

strato negli ultimi 10 anni). Fermo restando che il numero di infortuni gravi (numero di persone infortunate) è pressoché costante negli ultimi tre anni, il numero di eventi gravi, è in costante e significativa riduzione. Anche per il 2024, infatti, si conferma un decremento importante rispetto all'anno precedente, passando da 37 eventi del 2023 a 27 nel 2024 (-27%) (si veda la figura di seguito riportata).

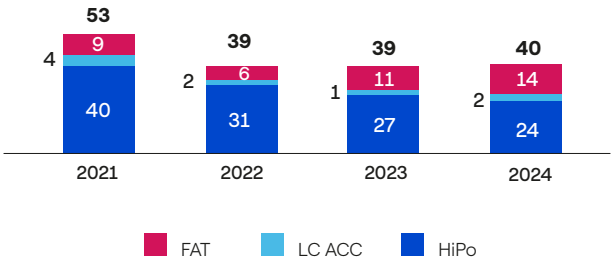
ANDAMENTO DEGLI EVENTI GRAVI NEL PERIODO 2021-2024



Questo risultato evidenzia come la focalizzazione su questi infortuni gravi e sull'analisi delle relative dinamiche stia contribuendo a ridurre le situazioni a rischio che producono tali eventi. Tuttavia, questi dati segnalano comunque la necessità di continuare a concentrare l'attenzione sulle dinamiche degli infortuni e sulle relative conseguenze, con particolare focus sulle attività che comportano la presenza simultanea di più lavoratori nei cantieri con rischi di interferenze operative, soprattutto per i lavori con alta complessità.

All'interno del cluster "infortuni gravi", gli infortuni fatali sono stati 14, ovvero in aumento del 27,3% rispetto al dato registrato nel 2023 (11), per effetto dell'incidente del 9 aprile 2024 nella centrale idroelettrica di Bargi sul lago di Suviana nell'Appennino bolognese, mentre gli altri infortuni gravi (HiPo e Life Changing), nonostante questo evento, sono scesi a 26 rispetto ai 28 del 2023 (si veda la figura di seguito riportata).

DISTRIBUZIONE DELLE TIPOLOGIE DI INFORTUNI NEL PERIODO 2021-2024



In relazione all'incidente di Bargi, Enel Green Power Italia sta collaborando con le autorità competenti per la ricostruzione dell'evento, le cui cause sono in corso di accertamento da parte della Procura della Repubblica di Bologna, che ha avviato un procedimento contro ignoti. Per quanto noto, nel mese di novembre 2024, i consulenti tecnici incaricati dalla Procura hanno depositato una relazione preliminare ipotizzando allo stato una serie di possibili cause dell'evento, di natura tecnica.

Per quanto concerne gli infortuni fatali, si rilevano 1 decesso nella Linea di Business Global Energy and Commodities Management in Colombia per annegamento durante l'effettuazione di misure batimetriche, 4 occorsi nella Linea di Business Enel Grids (2 in Italia, 1 in Colombia e 1 in Brasile) a causa dell'impatto con dei rami durante alcune attività di rimozione di vegetazione da linee elettriche e di investimento fortuito con un mezzo in movimentazione, e infine 8 nella Linea di Business Enel Green Power and Thermal Generation, di cui 1 per intrappolamento durante le attività di manutenzione di una turbina idroelettrica in Spagna e 7 nell'incidente di Bargi.

Tra gli infortuni gravi registrati, 14 sono associati al rischio elettrico, che, pur confermandosi come il principale rischio negli ultimi 10 anni, non ha causato nel 2024 infortuni fatali a differenza degli anni precedenti. Inoltre, si segnalano 6 infortuni legati al rischio di caduta dall'alto, 2 al rischio di intrappolamento e 2 al rischio di impatto con oggetti. Di conseguenza, per proseguire nella riduzione di eventi e infortuni, è fondamentale mantenere alta l'attenzione sui programmi di prevenzione del rischio elettrico, rafforzando, al contempo, quelli dedicati alla prevenzione delle cadute dall'alto.

	UM	2024	2023	2024-2023	
Numero di ore lavorate[1]					
Ore lavorate totali	mln h	**341**	**386**	**(45)**	**-11,5%**
Ore lavorate dipendenti	mln h	**109**	**121**	**(11)**	**-9,3%**
Ore lavorate personale ditte appaltatrici	mln h	**232**	**265**	**(33)**	**-12,5%**
Decessi dovuti a lesioni e malattie connesse al lavoro					
- di cui decessi dovuti a lesioni connesse al lavoro	n.	**14**	**11**	**3**	**27,3%**
- di cui dipendenti	n.	2	3	(1)	-33,3%
- di cui personale ditte appaltatrici	n.	12	8	4	50,0%
- di cui decessi dovuti a malattie connesse al lavoro	n.	**-**	**n.d.**	**-**	**-**
- di cui dipendenti	n.	-	n.d.	-	-
- di cui personale ditte appaltatrici	n.	-	n.d.	-	-
Numero di infortuni Life Changing Accidents (LCA)					
Infortuni LCA totali	n.	**2**	**1**	**1**	**100,0%**
- di cui dipendenti	n.	2	-	2	-
- di cui personale ditte appaltatrici	n.	-	1	(1)	-100,0%
Numero di infortuni High Potential accidents (HiPo)					
Infortuni HiPo totali	n.	**24**	**27**	**(3)**	**-11,1%**
- di cui dipendenti	n.	9	6	3	50,0%
- di cui personale ditte appaltatrici	n.	15	21	(6)	-28,6%
Numero di infortuni sul lavoro registrabili (TRI)[2]					
Numero di TRI totali	n.	**677**	**726**	**(49)**	**-6,7%**
- di cui dipendenti	n.	203	176	27	15,3%
- di cui personale ditte appaltatrici	n.	474	550	(76)	-13,8%
Infortuni TRI per area geografica					
- di cui dipendenti					
Italia	n.	75	59	16	27,1%
Iberia	n.	22	22	-	-
Resto del mondo	n.	106	95	11	11,6%
- di cui personale ditte appaltatrici					
Italia	n.	80	74	6	8,1%
Iberia	n.	44	54	(10)	-18,5%
Resto del mondo	n.	350	422	(72)	-17,1%
Indice di frequenza degli infortuni sul lavoro registrabili (TRI FR)[3]					
Indice di frequenza totale	i	**1,98**	**1,88**	**0,10**	**5,3%**
- di cui dipendenti	i	1,86	1,46	0,40	27,4%
- di cui personale ditte appaltatrici	i	2,04	2,07	(0,03)	-1,4%
Indice di frequenza TRI per area geografica					
- di cui dipendenti					
Italia	i	1,36	0,98	0,38	38,8%
Iberia	i	1,42	1,32	0,10	7,6%
Resto del mondo	i	2,73	2,17	0,56	25,8%
- di cui personale ditte appaltatrici					
Italia	i	1,11	1,14	(0,03)	-2,6%
Iberia	i	1,14	1,30	(0,16)	-12,3%
Resto del mondo	i	2,88	2,66	0,22	8,3%
Numero di giorni persi per infortuni	n.	**8.921**	**11.847**	**(2.926)**	**-24,7%**
Numero di Lost Time Injury (LTI)					
Infortuni LTI totali[4]	n.	**197**	**237**	**(40)**	**-16,9%**
- di cui dipendenti	n.	75	87	(12)	-13,8%
- di cui personale ditte appaltatrici	n.	122	150	(28)	-18,7%
Indice di frequenza LTI (LTI FR)[5]					
Indice di frequenza totale	i	**0,58**	**0,61**	**(0,03)**	**-4,9%**
- di cui dipendenti	i	0,69	0,72	(0,03)	-4,2%
- di cui personale ditte appaltatrici	i	0,53	0,57	(0,04)	-7,0%
Near Miss					
- di cui dipendenti	i	5,08	5,58	(0,50)	-8,9%
- di cui personale ditte appaltatrici	i	2,68	4,38	(1,70)	-38,8%

(1) La misura delle ore lavorate del personale proprio e di quello delle imprese contrattiste è effettuata regolarmente in tutti i Paesi in cui il Gruppo Enel opera adottando specifici criteri di rilevazione a seconda del contesto di Paese, tipologie di attività e di business. Tali dati vengono infatti rilevati in maniera "diretta" nelle aree dotate di sistemi di rilevazione delle presenze e, qualora non fosse possibile utilizzare sistemi di controllo degli accessi, in maniera "indiretta", in base a opportuni algoritmi che permettono di stimare le ore lavorate sulla base dei consuntivi contrattuali e/o delle tariffe orarie di lavoro specifiche dei singoli Paesi. I dati raccolti vengono registrati mensilmente nel tool di raccolta dati di Gruppo, validati e aggregati ai diversi livelli dell'organizzazione attraverso processi strutturati di raccolta ed elaborazione dei dati e di specifiche procedure interne di controllo volte a valutare gli scostamenti dalle prestazioni attese e ad apportare tempestivamente le azioni correttive.

(2) Total Recordable Injury (TRI): comprendono tutti gli eventi infortunistici che hanno provocato lesioni, sono comprensivi degli infortuni che hanno comportato giorni di assenza dal lavoro LTI e dei First Aid (medicazioni), ovvero gli infortuni che non hanno richiesto giorni di assenza dal lavoro.
(3) Total Recordable Injury Frequency Rate (TRI FR): è calcolato rapportando il numero degli infortuni che hanno provocato lesioni alle ore lavorate espresse in milioni.
(4) Lost Time Injury (LTI): sono gli infortuni che hanno provocato almeno un giorno di assenza dal lavoro. I valori 2023 sono ricalcolati a seguito di una riclassificazione eventi.
(5) Lost Time Injury Frequency Rate (LTI FR): è calcolato rapportando il numero di infortuni con almeno un giorno di assenza dal lavoro alle ore lavorate espresse in milioni.

La salute dei dipendenti

La tutela della salute e del benessere dei lavoratori è uno dei driver della strategia adottata dal Gruppo Enel in materia di salute e sicurezza. Enel implementa ogni anno molteplici iniziative per favorire un approccio orientato alla prevenzione a 360°, incentrato non solo sulla salute e l'integrità psicofisica dei colleghi durante il lavoro, ma anche nella vita quotidiana. In tutti i Paesi, sulla base dell'analisi del contesto locale, dei servizi offerti dai sistemi sanitari nazionali e dai piani nazionali di prevenzione e salute, vengono annualmente promosse campagne di prevenzione (per esempio, programmi di screening, check-up medici ecc.) e di informazione e sensibilizzazione su diversi temi, quali per esempio quelle incentrate sui rischi correlati al cambiamento climatico e all'esposizione alle alte temperature, per un totale di circa 140 iniziative nel Gruppo.

Gestione delle emergenze

Gli eventi connessi al cambiamento climatico sono rapidamente aumentati negli ultimi decenni a livello mondiale, sia per intensità sia per frequenza. Tale incremento esponenziale incide in modo significativo, oltre che sulla continuità delle attività operative, soprattutto sulla sicurezza delle persone. In un'ottica di adeguamento a tali cambiamenti di contesto, Enel ha ritenuto opportuno rivedere gli strumenti per valutare e gestire questi fenomeni e i relativi rischi safety correlati, partendo dalla definizione della nuova Policy 1293 "HSE and Security Emergency preparedness, management and response", che promuove un approccio integrato alla preparazione e gestione delle emergenze e fornisce linee guida per identificare gli scenari emergenziali applicabili e valutarne il relativo livello di rischio, includendo quelli emergenziali che possono avere un impatto sulla salute e sicurezza dei lavoratori, sull'ambiente e le comunità locali, sugli asset e la business continuity.

Infine, in ambito Italia, è stata condotta un'iniziativa innovativa di formazione digitale sulla gestione delle emergenze per i dipendenti delle sedi uffici finalizzata a limitare al minimo gli errori durante la gestione di un'emergenza e aumentare la consapevolezza. La soluzione consiste in test digitali realistici che rappresentano possibili situazioni di emergenza e scenari conseguenziali.

I rapporti con le comunità

Le attività di formazione, informazione e sensibilizzazione si concentrano principalmente sul personale operativo di Enel e sulle imprese appaltatrici. Tuttavia, esiste un terzo interlocutore verso il quale Enel sta indirizzando i propri sforzi di sensibilizzazione in materia di salute e sicurezza, con particolare attenzione al rischio elettrico. Questo soggetto terzo è rappresentato dalle comunità che convivono con le istallazioni distribuite nei vari territori in cui Enel opera. L'obiettivo è creare una consapevolezza e una cultura generale che contribuiscano a prevenire incidenti elettrici, proteggendo così la popolazione da possibili rischi legati a questo tipo di pericolo. Per maggiori dettagli si faccia riferimento al piano d'azione dedicato all'interno del paragrafo "Comunità interessate".

VChain
IRS

Lavoratori nella catena del valore

7.489

FORNITORI CON UN CONTRATTO ATTIVO

8.458 nel 2023

6.952

FORNITORI QUALIFICATI CON UN CONTRATTO ATTIVO

8.277 nel 2023

Di seguito si riportano i risultati di Gruppo del processo di doppia materialità 2024 per le tematiche relative a "Lavoratori nella catena del valore", con il dettaglio degli IRO materiali individuati che hanno guidato l'elaborazione della presente sezione.

SOTTOTEMA	DESCRIZIONE IRO	TIPO	TARGET/ PIANO D'AZIONE
CONDIZIONI DI LAVORO DEI FORNITORI **Sotto-sottotema** –	Approvvigionamento di beni e servizi derivanti da attività legate a potenziali violazioni dei diritti umani (per esempio, lavoro non retribuito o non in linea con le condizioni definite da contratto).		Piano d'azione: • Mitigazione del rischio attraverso l'introduzione di clausole contrattuali specifiche.
SOTTOTEMA **GESTIONE DEI RAPPORTI CON I FORNITORI** **Sotto-sottotema** Gestione dell'acquisto di forniture contenenti materiali critici	Le limitate risorse globali di attrezzature contenenti materiali critici nel settore energetico (litio, cobalto, nichel, platino, germanio e selenio) e di combustibili, concentrate in Paesi con strutture normative e di governance limitate o soggetti a tensioni geopolitiche, possono portare a interruzioni della catena di approvvigionamento e ad aumenti o volatilità dei prezzi di questi materiali.		Piano d'azione: • Monitoraggio del rischio geopolitico per le forniture principali, attraverso l'introduzione di clausole contrattuali specifiche.

Rischio Impatto negativo

Per completezza, per ulteriori IRO materiali connessi alla catena di fornitura si rimanda alla sezione "Cambiamenti climatici" (Contributo alla riduzione della carbon footprint di Enel tramite una catena di forniture sostenibili) e al paragrafo "Salute e sicurezza" (Promozione della cultura della sicurezza e Gestione e monitoraggio della sicurezza dei lavoratori).

La strategia e la gestione per gli IRO materiali

ESRS 2 SBM-2; ESRS 2 SBM-3

La trasformazione del sistema energetico, unita a quella digitale, comporta un cambiamento e un'evoluzione delle modalità di esecuzione dei lavori e di fornitura di beni e servizi, e rende i fornitori partner indispensabili per progredire in maniera sostenibile nell'intero contesto in cui il Gruppo opera.

Le tipologie di lavoratori della catena del valore potenzialmente impattati dalle attività dell'impresa sono principalmente i lavoratori facenti parte di entità nella catena del valore a monte dell'impresa, con particolare riferimento alle attività upstream nelle aree geografiche a maggior rischio di violazione dei diritti umani.

Ai fornitori Enel chiede non solo di operare nel rispetto delle leggi e delle autorizzazioni applicabili, ma anche di impegnarsi ad adottare le migliori pratiche in termini di governance, etica, diritti umani, salute, sicurezza e ambiente, in linea con la strategia del Gruppo, con i principali codici di condotta (Politica sui Diritti Umani, Codice Etico, Piano Tolleranza Zero alla Corruzione approvati dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA) e con i programmi globali di compliance. Enel collabora con i fornitori per massimizzare i vantaggi economici, produttivi, sociali e

ambientali della transizione, e si impegna per creare processi sostenibili, innovativi e circolari che permettano di mitigare l'impatto generato dalle loro attività attraverso l'uso efficiente delle risorse, l'innovazione tecnologica e una corretta gestione dei rifiuti, consapevoli della necessità di prevenire l'inquinamento e ridurre i consumi energetici e le emissioni GES.

La gestione dell'attività di approvvigionamento di beni, lavori e servizi necessari allo svolgimento delle attività del Gruppo è affidata alla Funzione di Servizio Global Procurement, il cui modello organizzativo è costituito da unità di acquisto globali – per favorire standardizzazione, ottimizzazione e creazione del valore per le tipologie di acquisto comuni a tutte le aree geografiche in cui Enel opera – e di Paese (Country) per le altre tipologie di acquisto. L'organizzazione risultante è a matrice: tutte le unità di procurement sia globali sia di Paese sono collegate con le strutture di business, per consentire una forte integrazione e collaborazione tra le unità richiedenti e le unità di acquisto di Enel.

Anche in merito all'approvvigionamento di commodity energetiche, Enel incentiva un approccio di fornitura responsabile richiedendo ai fornitori l'adesione ai principali codici di condotta del Gruppo, già sopra riportati, e ai programmi globali di compliance. È attraverso il processo "Know Your Customer" che vengono selezionati i fornitori di commodities energetiche e di servizi di trasporto attraverso una valutazione degli aspetti reputazionali, economico-finanziari e requisiti tecnico-commerciali (per ulteriori informazioni sulla catena di fornitura delle commodity energetiche si faccia riferimento al paragrafo "Informazioni sulla catena di fornitura delle commodity energetiche" alla fine del presente capitolo).

Nel corso del 2024 il Gruppo Enel ha gestito attività di approvvigionamento di beni, lavori e servizi per un totale di circa **14 miliardi di euro di contrattualizzato**. Nell'ambito delle tipologie merceologiche core, gli acquisti più rilevanti sulle forniture riguardano i lavori su linee elettriche e cabine primarie, trasformatori, contatori elettronici, impianti fotovoltaici, sistemi BESS e cavi. Altre categorie rilevanti sono legate agli acquisti e alla realizzazione di impianti di generazione da fonte rinnovabile e i lavori di bassa e media tensione.

Inoltre, nel perseguire i propri obiettivi di decarbonizzazione e il target dell'IRO del cambiamento climatico, Enel mira a contenere il più possibile il costo della CO_2 evitata nella catena di fornitura e cerca di allocare in maniera efficiente gli sforzi di riduzione dell'impronta carbonica.

Per quanto riguarda invece i temi legati agli interessi e opinioni dei lavoratori nella catena del valore, nonché le principali iniziative promosse da Enel e le relative modalità di coinvolgimento, si faccia riferimento al paragrafo "Coinvolgimento degli stakeholder" del capitolo "Informazioni generali".

Politiche per i lavoratori nella catena del valore

ESRS S2-1

In linea con quanto sancito all'interno della Politica sui Diritti Umani del Gruppo, oltre a garantire i necessari standard qualitativi, ai partner di Enel è richiesto di impegnarsi ad adottare le migliori pratiche in termini di diritti umani, tra cui condizioni di lavoro, salute e sicurezza sul lavoro, responsabilità ambientale e rispetto della privacy by design e by default. Tali princípi sono anche parte integrante dei programmi di sviluppo e sensibilizzazione: ogni persona deve sentirsi responsabile della propria salute e sicurezza e di quella degli altri. In termini di azioni specifiche, Enel si assicura che i propri processi di approvvigionamento siano basati su criteri che promuovono lo sviluppo sostenibile e la stabilità sociale, nonché sui princípi di libera concorrenza, parità di trattamento, non discriminazione, trasparenza e rotazione che vanno oltre il rispetto della legislazione locale. Il 100% delle categorie merceologiche di acquisto viene preliminarmente valutato in termini di rischio, sulla base di criteri di diritti umani, ambientali, sociali ed economici. Inoltre, Enel supporta i propri partner per aumentare la loro resilienza, anche in linea con la promozione di pratiche in linea con una transizione giusta. Per maggiori dettagli circa i contenuti della Politica sui Diritti Umani si rimanda al paragrafo "Gestione dei diritti umani", così come per le misure volte a porre rimedio a eventuali impatti sui diritti umani.

Coinvolgimento e canali di dialogo dei lavoratori della catena del valore

ESRS S2-2; S2-3

Enel promuove un ampio coinvolgimento dei fornitori per sostenere il loro percorso di cambiamento e crescita, in quanto la trasformazione del settore energetico, unita alla spinta sul digitale, richiede un approccio diverso all'esecuzione di opere o alla fornitura di beni e servizi. Diversi sono i canali attraverso cui il Gruppo ha predisposto un dialogo con i fornitori. Tra questi, per esempio, nell'ambito del processo di due diligence sui diritti umani del Gruppo, viene svolta la valutazione del rischio percepito attraverso cui identificare i cosiddetti temi di diritti umani salienti. L'indagine viene condotta nei vari Paesi in cui il Gruppo è presente e prevede il coinvolgimento degli stakeholder rilevanti e di vari esperti, tra cui il mondo accademico e la società civile. In particolare, prendono parte al processo lavoratori diretti e indiretti, rappresentanti delle comunità locali (per esempio popolazioni indigene e tribali), istituzioni locali, sindacati, imprese, associazioni di categoria e clienti.

L'accordo Global Framework Agreement (GFA) si applica anche ai fornitori e in base a questo il Gruppo Enel richiede ai propri appaltatori il pieno rispetto delle leggi locali, includendo nelle condizioni contrattuali il rispetto degli obblighi in materia di diritto del lavoro, di salute, sicurezza e ambiente e il rispetto dei diritti umani, in conformità con i Princípi del Global Compact delle Nazioni Unite.

I fornitori hanno diverse possibilità di dialogo con Enel al fine di segnalare impatti negativi, effettivi o potenziali, sui lavoratori nella catena del valore:

- canale Whistleblowing, per i cui approfondimenti si rimanda al paragrafo dedicato "Canale Whistleblowing e segnalazioni degli stakeholder";
- i riferimenti specifici del Global Procurement nella fase di qualificazione o di gara;
- i contract manager delle diverse Linee di Business durante l'esecuzione del contratto.

Rapporti con i fornitori

ESRS G1-2

Oltre a garantire i necessari standard qualitativi, le prestazioni dei fornitori devono andare di pari passo con l'impegno di adottare le migliori pratiche secondo i più alti criteri di Sostenibilità. I criteri sottostanti le pratiche di acquisto vengono rivisti periodicamente, in modo da garantirne l'allineamento alle politiche di condotta (tra cui Politica sui Diritti Umani, Codice Etico, Piano Tolleranza Zero alla Corruzione e i programmi globali di compliance) e all'evoluzione dei requisiti ESG rilevanti per il Gruppo. Sono inoltre svolte attività di analisi e monitoraggio lungo l'intero processo di approvvigionamento.

Sistema di qualificazione dei fornitori

Enel si è dotata di un sistema di qualificazione per individuare i fornitori in possesso dei requisiti necessari per collaborare con il Gruppo. La qualificazione dei fornitori è organizzata per categorie merceologiche, dette Gruppi Merceologici (GM)[73]. Ciascuna impresa, tenendo conto del proprio business, accedendo in qualsiasi momento al portale fornitori dedicato, può intraprendere un percorso di qualificazione per uno o più GM, selezionando i Paesi in cui intende fornire beni e prestazioni. Il processo di valutazione varia a seconda del livello di rischio (alto, medio o basso) associato al Gruppo Merceologico per ciascuna tematica (aspetti tecnici, di sicurezza, ambiente, reputazionali ecc.). Inoltre, indipendentemente dal livello di rischio dei GM, vengono effettuate verifiche riguardo agli aspetti:

- legali/reputazionali: ai fornitori viene richiesta, oltre alla conformità con le leggi e le normative vigenti in tema, l'adesione ai princípi sui quali Enel si è impegnata con la Politica sui Diritti Umani, il Codice Etico, Il Piano Tolleranza Zero alla Corruzione e i programmi globali di compliance, con specifico richiamo all'assenza di conflitto di interessi (anche potenziale);
- economico-finanziari: tali verifiche mirano a valutare

73. Gruppo Merceologico (GM): categoria specifica di beni/lavori/servizi che Enel acquista. L'*iter* di qualificazione e le relative verifiche che Enel svolge variano a seconda del livello di rischio associato a ciascun GM. Le componenti di rischio sono 4: tecnico, safety, ambiente, reputazionale. Il rischio di ciascuna componente è valutato in funzione di: tipologia di bene/lavoro/servizio (e attività correlate); contesto Paese.

l'affidabilità economico-finanziaria dei fornitori sulla base di analisi di bilancio;

- di Sostenibilità: è richiesta la compilazione di un questionario su tutti i temi di Sostenibilità, in particolare:
  - salute e sicurezza: viene richiesto il "Safety Self Assessment" che indica in modo semplice ai fornitori i requisiti fondamentali su cui lavorare e crescere insieme;
  - ambiente: su una scala da 1 a 3 (rispettivamente 1=peggiore; 3=migliore) vengono valutati i criteri ambientali differenti a seconda della categoria merceologica di riferimento e del relativo livello di rischio associato;
  - diritti umani: attraverso la somministrazione di un questionario relativo alla modalità di gestione da parte del fornitore delle pratiche di lavoro (quali per esempio il rifiuto del lavoro forzato o minorile e il rispetto per le diversità) e delle relazioni con le comunità (locali, popolazioni indigene e tribali).

Relativamente agli aspetti di salute, sicurezza e ambiente, per le categorie merceologiche a più alto rischio, è sempre previsto un assesment on-site presso le sedi o i cantieri del fornitore, attività svolta parzialmente in outsourcing.
Qualora tali analisi e valutazioni diano esito positivo, il fornitore potrà essere qualificato e iscritto all'Albo dei Fornitori per cinque anni e quindi essere chiamato a partecipare alle procedure di approvvigionamento del Gruppo.
Enel monitora il mantenimento dei requisiti di qualifica per tutto il periodo di permanenza nell'Albo dei Fornitori. Nel caso venisse riscontrata anche la perdita di uno solo dei requisiti, lo stato di qualifica del fornitore sarà sospeso temporaneamente per il periodo necessario a effettuare gli opportuni approfondimenti che potranno portare alla riammissione nell'Albo o alla revoca della qualifica.
La valutazione delle azioni sopra descritte è di competenza della Commissione di qualificazione, che è presente in tutti i Paesi e si occupa di valutare le richieste di qualificazione e le eventuali sospensioni nonché di esaminare le proposte di modifica ai requisiti tecnici di qualificazione e all'albero dei Gruppi Merceologici avanzate dalle Linee di Business.

Al 31 dicembre 2024, il numero totale dei fornitori qualificati è pari a circa 18.500, il 100% dei quali è stato valutato secondo criteri sociali, ambientali e di safety. Il totale dei fornitori con un contratto ancora attivo a fine 2024 è pari a 7.489, di cui 6.952 qualificati.

Processi di gara e contrattazione

In linea con l'impegno di introdurre aspetti legati alla Sostenibilità nei processi di gara, Enel si è dotata di un processo strutturato di definizione di **"requisiti"** (condizioni necessarie ai fini della partecipazione del fornitore alla gara) e **"K" di Sostenibilità** (fattori facoltativi che prevedono l'assegnazione di un punteggio/premio al fornitore che ne è in possesso) che possono essere utilizzati dalle diverse unità di acquisto e di monitoraggio durante tutto il periodo di esecuzione del contratto.

Il processo prevede la presenza di due "Library", in cui sono catalogati tutti i requisiti e K di Sostenibilità, raggruppati secondo gli aspetti ambientali e di circolarità (quali per esempio gestione dei rifiuti e valutazione dell'impronta di carbonio), e sociali (quali per esempio formazione e impiego occupazionale di persone appartenenti alle comunità locali e azioni volte al rispetto della diversità di genere). Le Library sono periodicamente aggiornate all'interno di un gruppo di lavoro interfunzionale dedicato ai temi di Sostenibilità e circolarità che tiene conto della maturità del mercato e delle nuove strategie aziendali.

Il fornitore durante il processo di gara può decidere di assumere obbligazioni addizionali accettando i requisiti e i K di Sostenibilità applicati in gara, il cui monitoraggio viene effettuato durante il periodo di vigenza del contratto.

Per quanto riguarda il percorso verso il Net Zero, un ruolo chiave è da attribuire all'applicazione in fase di gara di target di CO_2 allineati alle curve certificate da SBTi (Science Based Targets initiative). In particolare, è stato sviluppato un modello che, fissato il prezzo della CO_2, identifica in maniera puntuale il valore percentuale del K da applicare all'offerta del fornitore a seconda del posizionamento rispetto al target dei diversi fornitori.

In merito agli aspetti contrattuali, Enel ha definito specifiche clausole, che vengono aggiornate periodicamente in tutti i contratti di lavori, servizi e forniture per tenere in considerazione i diversi adeguamenti normativi e allinearsi alle migliori pratiche internazionali.

Le Condizioni Generali di Contratto prevedono che fornitori, subappaltatori, subfornitori, terze parti e tutta la catena di fornitura coinvolta rispettino le vigenti condizioni normative retributive, contributive, assicurative e fiscali, con riferimento a tutti i lavoratori impiegati a qualsiasi titolo nell'esecuzione del contratto. Inoltre, è richiesto

esplicitamente il rispetto dei princípi di cui alle Convenzioni dell'Organizzazione Internazionale del Lavoro (OIL) e degli obblighi di legge in tema di tutela del lavoro minorile e delle donne, di parità di trattamento, di divieto di discriminazione, abusi e molestie, di libertà sindacale, associazione e rappresentanza, di rifiuto del lavoro forzato, di sicurezza e tutela ambientale e di condizioni igienico-sanitarie. In caso di conflitto tra i suddetti obblighi di legge e le Convenzioni OIL, prevalgono le norme più restrittive. Le clausole prevedono inoltre che fornitori, subappaltatori, subfornitori, terze parti e tutta la catena di fornitura coinvolta si impegnino a prevenire ogni forma di corruzione (art. 29.1.5 delle Condizioni Generali di Contratto).

Oltre alle disposizioni di legge, le condizioni contrattuali prevedono che i fornitori:

- riconoscano il contenuto dei cosiddetti "dieci princípi" del Global Compact delle Nazioni Unite e dichiarino di gestire le proprie attività e operazioni commerciali al fine di far fronte a tali responsabilità fondamentali in materia di diritti umani, lavoro, ambiente e lotta alla corruzione (art. 28 delle Condizioni Generali di Contratto);
- prendano atto degli impegni assunti da Enel attraverso i princípi elencati nei documenti seguenti e vi si riferiscano nell'esecuzione del contratto:
  - Politica sui Diritti Umani, che ricomprende anche un principio relativo al rispetto dell'ambiente e della biodiversità;
  - Codice Etico, nel quale si promuove anche il valore della concorrenza leale attraverso l'astensione da comportamenti collusivi, predatori e di abuso di posizione dominante;
  - Piano Tolleranza Zero alla Corruzione, e i modelli globali di prevenzione dei rischi penali (art. 29.1.1 delle Condizioni Generali di Contratto);
- adottino una condotta idonea a evitare l'insorgere di conflitti di interesse per tutta la durata del contratto e si impegnino a dare a Enel pronta comunicazione scritta qualora si determinasse una qualunque situazione in tale senso (art. 29.2 delle Condizioni Generali di Contratto).

Inoltre, le Condizioni Generali di Contratto prevedono un regolamentazione specifica delle condizioni di pagamento verso i fornitori.

Supplier Performance Management (SPM)

Tali filoni di monitoraggio alimentano il **Supplier Performance Management (SPM)**, un processo di rilevazione sistematica di dati e informazioni relativi all'esecuzione della prestazione oggetto del contratto il cui obiettivo, in ottica di collaborazione con i fornitori, è non solo intraprendere eventuali azioni correttive in fase di esecuzione contrattuale, ma anche incentivare un percorso di miglioramento grazie ad azioni che premiano le migliori pratiche. Inoltre, tutte le persone Enel che interagiscono con i fornitori hanno la possibilità di esprimere una propria valutazione attraverso l'app dedicata "Track & Rate".

In funzione della performance ottenuta dai fornitori, viene applicato un modello di "consequence management" che potrà prevedere azioni finalizzate al miglioramento e alla riduzione del rischio e azioni per premiare l'eccellenza. Il monitoraggio delle categorie è condotto:

- **a livello contrattuale**: analisi svolta periodicamente che tiene conto della performance del fornitore durante il periodo di validità del contratto al fine di minimizzare il rischio a livello contrattuale. A seguito di questa analisi possono essere intraprese azioni ordinarie di consequence management (per esempio, risoluzione del contratto, applicazione di penali laddove previste, assegnazione di un piano di miglioramento, aumento del volume contrattuale se previsto ecc.);
- **a livello di gruppo merceologico**: analisi di lungo periodo svolta periodicamente che tiene conto della performance del fornitore negli ultimi 12 mesi, con l'obiettivo di implementare azioni di consequence management a livello più ampio quali, per esempio, il mantenimento dell'iscrizione all'Albo (sospensione, estensione, durata qualifica, aumento o diminuzione classe di aggiudicazione ecc.).

Per supportare i fornitori nelle azioni correttive sono a disposizione strumenti digitali attraverso i quali è possibile comunicare con le aree competenti e scambiare eventuale documentazione correlata.

Attraverso il processo di SPM sono stati monitorati nell'ultimo anno circa 8.000 fornitori.

A tali verifiche, sempre per i fornitori che hanno un contratto attivo, si aggiungono, durante il periodo di vigenza dello stesso, i piani di monitoraggio degli obblighi aggiuntivi derivanti dall'applicazione di requisiti e K di Sostenibilità in fase di gara. Essendo tali obblighi parte integrante del contratto stesso, il mancato adempimento comporta azioni di consequence management che vanno dall'applicazione di penali alla risoluzione del contratto.

Action plan per la gestione degli IRO rilevanti

ESRS S2-4

AZIONE	DESCRIZIONE	Collegamento con IRO materiale	Ambito	Timing	Monitoraggio
Tracciatura supply-chain	Revisione standard delle clausole contrattuali di Gruppo al fine di incrementare la visibilità della supply chain (numero Tier N) per ridurre il rischio di potenziali violazioni dei diritti umani.	**Condizioni di lavoro dei fornitori**	Forniture strategiche	Entro il 2025	Action plan monitorato costantemente da gruppo di lavoro dedicato.
Monitoraggio del rischio geopolitico	Introduzione di clausole contrattuali specifiche per garantire la mappatura della supply chain al fine di monitorarne il rischio geopolitico e ridurre eventuali impatti negativi derivanti da interruzioni della catena di approvvigionamento e ad aumenti o volatilità dei prezzi di questi materiali.	**Gestione dei rapporti con i fornitori** **Gestione dell'acquisto di forniture contenenti materiali critici**	Forniture strategiche	Entro il 2025	Action plan monitorato costantemente da gruppo di lavoro dedicato.
Riduzione della carbon footprint di Enel tramite una catena di fornitura sostenibili	Introduzione di criteri premianti nei processi di gara che mirano a dimostrare un progressivo miglioramento delle performance ambientali delle forniture principali, attraverso le relative certificazioni. Definito KPI per misurare il valore dei contratti di fornitura coperto da certificazione Carbon Footprint (EPD, ISO CFP) su perimetro globale.	**Contributo alla riduzione della carbon footprint di Enel tramite una catena di forniture sostenibili**	Forniture strategiche	Entro il 2027	Monitoraggio KPI su base bimestrale. Si veda il target sulla percentuale dei contratti di fornitura coperti da certificazioni Carbon Footprint riportato nella sezione "Cambiamenti climatici".

Informazioni sulla catena di fornitura delle commodity energetiche

Come accennato nel paragrafo riguardante la strategia e la gestione per gli IRO materiali, anche per la fornitura di commodity energetiche il Gruppo attua un approccio di fornitura responsabile, basato sull'adesione da parte dei fornitori ai programmi globali di compliance e ai principali codici di condotta. Enel inoltre promuove il dialogo con i fornitori su temi come l'approccio sostenibile e la rendicontazione delle emissioni e ha sviluppato ulteriori criteri specifici per diverse fasi/commodity in modo da valutare l'aderenza ai princípi di cui Enel si fa promotrice.

Per il trasporto marittimo, Enel utilizza il processo di vetting per valutare i vettori, applicandolo anche alle commodity solide. Per il carbone è stato implementato un processo interno che valuta sicurezza sul lavoro, ambiente e diritti umani presso il produttore, con possibilità di visite in loco per fonti strategiche. Enel in aggiunta partecipa attivamente a **Bettercoal**, un'iniziativa che promuove responsabilità sociale e ambientale nella filiera del carbone, stabilendo standard etici e ambientali per le società minerarie, che si sottopongono a verifiche indipendenti e implementano piani di miglioramento.

L'iniziativa più recentemente si è estesa ad altre commodity energetiche, evolvendosi da Bettercoal a **RECOSI** (The Responsible Commodities Sourcing Initiative https://www.recosi.com/), in particolare nello sviluppo di un nuovo programma ESG specifico per il business gas. RECOSI, favorendo la collaborazione tra stakeholder, i suoi membri e i loro fornitori, per ele-

vare gli standard sociali e ambientali nelle catene di produzione e approvvigionamento energetico globali, supporta i fornitori partecipanti attraverso piani di miglioramento continuo.

Metriche dei lavoratori nella catena del valore

	UM	2024	2023	2024-2023	
Fornitori con un contratto attivo[1]	n.	**7.489**	**8.458**	**(969)**	**-11,5%**
Numero fornitori con cui è stato stipulato un nuovo contratto nell'anno	n.	**4.113**	**5.134**	**(1.021)**	**-19,9%**
- di cui sottoposti a valutazione ambientale[2]	%	96	97	-	-
- di cui sottoposti a valutazione sociale[2]	%	96	97	-	-
Organico ditte appaltatrici e subappaltatrici[3]	n.	**131.851**	**150.820**	**(18.969)**	**-12,6%**
Fornitori locali di materiali e servizi					
Fornitori locali con contrattualizzato >1 milione di euro	n.	1.400	1.827	(427)	-23,4%
Fornitori esteri con contrattualizzato >1 milione di euro	n.	159	220	(61)	-27,7%
Concentrazione spesa su fornitori locali	%	83	86	(3)	-
Concentrazione spesa su fornitori esteri	%	17	14	3	-
Strumenti di gestione					
Fornitori qualificati con un contratto attivo	n.	**6.952**	**8.277**	**(1.325)**	**-16,0%**

(1) Dato 2023 ri-parametrizzato su nuovo perimetro di riferimento, escludendo i contratti fuori dallo scopo del procurement.
(2) Dato 2023 soggetto a più precisa determinazione.
(3) Calcolato in FTE (Full Time Equivalent).

La diminuzione del numero di contratti e di conseguenza dell'acquisto di materiali e servizi è dovuta a una riduzione degli investimenti in alcune geografie e a una maggiore rifocalizzazione del business in linea con la strategia aziendale che punta all'ottimizzazione dei costi. Gli investimenti sono maggiormente rivolti alle reti di distribuzione per abilitare la transizione energetica e ottenere rendimenti equi e regolati.



VChain
IRS

Comunità interessate

0,96 milioni

N. DI BENEFICIARI CONNESSI A PROGETTI LEGATI ALL'ENERGIA PULITA E ACCESSIBILE (SDG 7)

1,25 milioni nel 2023

Di seguito si riportano i risultati di Gruppo del processo di doppia materialità 2024 per le tematiche relative a "Comunità interessate", con il dettaglio degli IRO materiali individuati che hanno guidato l'elaborazione della presente sezione.

SOTTOTEMA	DESCRIZIONE IRO	TIPO	TARGET/ PIANO D'AZIONE
ACCESSO ALL'ENERGIA **Sotto-sottotema** Abbattere le barriere economiche all'accesso all'elettricità	Implementazione di progetti di sostenibilità per ridurre la povertà energetica nei gruppi vulnerabili.	+	Target: • Progetti per le comunità – milioni di beneficiari.
SOTTOTEMA SOSTENERE LO SVILUPPO SOCIALE ED ECONOMICO DELLE COMUNITÀ **Sotto-sottotema** -	Diminuzione dello sviluppo sociale ed economico delle comunità locali a causa della chiusura degli impianti di generazione tradizionale.	−	Piano d'azione: • Si veda il paragrafo dedicato.

+ Impatto positivo − Impatto negativo

La strategia e la gestione per gli IRO materiali

ESRS 2 SBM-2; ESRS 2 SBM-3

Le attività del Gruppo Enel possono avere un impatto, sia diretto sia indiretto, sulle comunità in cui opera. Per questo Enel adotta un modello di Sostenibilità che si estende lungo l'intera catena del valore, integrando criteri di Sostenibilità sociale nello sviluppo del business (come l'assicurare un'istruzione inclusiva e di qualità, garantire l'accesso a un'energia affidabile e sostenibile e promuovere una crescita economica equa nel territorio in cui opera), nonché ambientali (come preservare la biodiversità e gli ecosistemi, garantire un'opportuna gestione delle risorse idriche e della qualità dell'aria, dell'acqua e del suolo). Tale approccio prevede il coinvolgimento attivo delle comunità e delle istituzioni fin dalle prime fasi di sviluppo, per identificare le diverse caratteristiche e i fabbisogni e valutare gli impatti nelle aree di influenza del Gruppo, a seconda del contesto geografico e della tipologia di infrastrutture.

- **Impianti da fonti rinnovabili (idroelettrico, geotermico, solare, eolico)**: situati in aree sia industriali sia rurali o isolate, possono coinvolgere anche popolazioni indigene e tribali. I benefici principali includono opportunità occupazionali e formazione professionale per favorire l'accesso al mercato del lavoro verde, riducendo il divario di genere e migliorando l'istruzione di base.
- **Centrali termoelettriche**: localizzate in contesti industrializzati, in prossimità di centri abitati o anche in contesti rurali con una forte dipendenza dall'atti-

vità dell'impianto e/o una stretta correlazione con il lavoro indotto dall'industria.
- **Reti di distribuzione**: attraversano aree disabitate, centri urbani e sobborghi in rapida urbanizzazione (soprattutto in America Latina), dove garantire un servizio elettrico affidabile è essenziale per uno sviluppo socioeconomico sostenibile del territorio.

In particolare, nel processo di elettrificazione Enel contribuisce attivamente a migliorare l'accesso all'energia, collaborando con Governi e istituzioni locali per contrastare la povertà energetica e supportare i clienti in condizioni di vulnerabilità nelle comunità dei Paesi in cui opera, lungo l'intera catena del valore. Questo impegno si concretizza attraverso iniziative mirate a promuovere soluzioni per l'efficienza energetica, il consumo responsabile, l'ammodernamento delle infrastrutture e lo sviluppo delle fonti rinnovabili, in linea con il modello di business sostenibile e con l'obiettivo di favorire una transizione giusta.

Nel percorso di transizione energetica, invece, il Gruppo Enel è primariamente impegnato a mantenere il potenziale energetico degli impianti termoelettrici in chiusura, attraverso lo sviluppo di nuovi impianti rinnovabili e sistemi di accumulo energia (Battery Energy Storage System), funzionali al processo di decarbonizzazione. In tale ambito sono stati identificati come principali stakeholder interessati dal processo di phase-out delle centrali a carbone i soggetti direttamente coinvolti nelle attività Enel, quali per esempio, i lavoratori diretti, i fornitori e gli appaltatori, le comunità presenti nelle aree di influenza e il tessuto imprenditoriale locale. Altri soggetti impattati sono le autorità di sistema portuali e marittime e le amministrazioni dei Comuni in cui sono ubicati gli impianti, a causa della riduzione dell'indotto o del gettito fiscale diretto e indiretto.

Per quanto riguarda invece i temi legati agli interessi e opinioni delle comunità interessate nonché le principali iniziative promosse da Enel e le relative modalità di coinvolgimento si faccia riferimento al paragrafo "Coinvolgimento degli stakeholder" del capitolo "Informazioni generali".

Politiche per le comunità interessate

ESRS S3-1

In linea con l'impegno pubblico assunto dal Gruppo attraverso l'adozione della Politica sui Diritti Umani e l'applicazione delle policy aziendali in linea con i principali standard internazionali, come l'ESIA (Environmental Social Impact Assessment), Enel adotta un approccio integrato per valutare, identificare e gestire i potenziali rischi ambientali e sociali nonché gli impatti lungo l'intero ciclo di vita dei nuovi progetti infrastrutturali. Il Gruppo tutela i diritti umani delle comunità situate nelle aree interessate dai progetti, contribuendo al contempo alla loro crescita economica e sociale, con particolare attenzione alle popolazioni indigene e tribali, in conformità con la Convenzione dell'Organizzazione Internazionale del Lavoro (OIL) n. 169.

Nel rispetto delle policy sopracitate, Enel si impegna a promuovere l'accesso all'energia per un numero sempre maggiore di persone, offrendo servizi innovativi e inclusivi destinati a clienti vulnerabili, famiglie indigenti e persone con disabilità, assicurando al contempo un dialogo costante con le comunità e le associazioni di tutela. Anche la chiusura degli impianti termici può essere affrontata attraverso un processo strutturato di valutazione degli impatti ambientali e sociali, finalizzato a individuare azioni per minimizzare le ripercussioni sulle comunità locali e sull'occupazione. Tali azioni sono guidate da un principio di mitigazione degli impatti negativi, attraverso interventi *ad hoc* e, in misura residuale, attraverso azioni di compensazione che prevedono iniziative di sviluppo sociale ed economico.

Per maggiori dettagli circa i contenuti della Politica sui Diritti Umani si rimanda al capitolo "Informazioni sulla governance - Gestione dei diritti umani" e al paragrafo "Il processo di due diligence di Enel".

Coinvolgimento delle comunità interessate e canali di dialogo

ESRS S3-2; S3-3

Processi di coinvolgimento delle comunità interessate in merito agli impatti

La gestione delle relazioni con le comunità in cui Enel opera rappresenta un elemento abilitante per tutte le attività del Gruppo. Questo approccio permette di integrare le esigenze delle comunità locali nello sviluppo di iniziative quali l'espansione delle rinnovabili, la digitalizzazione delle reti e l'elettrificazione degli usi. Conoscere e coinvolgere le comunità dei diversi contesti diventa una leva strategica per promuovere un business sostenibile, minimizzando o compensando gli impatti e favorendo una crescita inclusiva ed equa del territorio.

Il coinvolgimento degli stakeholder è un processo strutturato, continuo e normato nel Gruppo, che inizia sin dalle prime fasi di sviluppo di un progetto e prosegue per tutto il suo ciclo di vita, attraverso l'azione coordinata dalla Funzione di Sostenibilità, con il coinvolgimento delle altre funzioni rilevanti come quella di Ambiente e degli Affari Istituzionali, nei Paesi in cui il Gruppo opera, prevedendo:

1. analisi del contesto e mappatura degli stakeholder:
   - raccolta e analisi di dati socioeconomici e ambientali;
   - identificazione degli stakeholder nelle aree di influenza e verifica della rappresentatività di tutti i gruppi interessati;
   - analisi del tipo di rapporto tra Enel e gli stakeholder per evitare conflitti di interesse;
2. consultazione proattiva:
   - processo inclusivo, libero, preventivo e informato, adattato al contesto locale, in linea con gli standard internazionali con particolare riguardo ai gruppi vulnerabili;
   - coinvolgimento di soggetti terzi indipendenti nei processi negoziali in ragione del loro expertise sul territorio e in qualità di "testimone in buona fede", se applicabile;
3. dialogo continuo:
   - condivisione trasparente e collaborativa delle informazioni relative ai progetti in tutte le loro fasi rilevanti (per esempio, comunicazione di potenziali rischi e/o impatti sociali o/e ambientali e le relative misure di mitigazione pertinenti);
4. canali di ascolto e rimedio (Grievance Mechanism):
   - implementazione di strumenti accessibili per inviare segnalazioni e reclami di tipo sociale come team locali, numeri verdi, piattaforme online o leader comunitari nelle aree rurali isolate.

Nell'intero processo di coinvolgimento degli stakeholder, un'attenzione particolare è riservata ai contesti interessati da conflitti e ad alto rischio e ai gruppi vulnerabili, come popolazioni locali, indigene e tribali.

Nel caso specifico dei programmi volti a promuovere l'accesso all'energia, Enel mette in atto le diverse fasi operative del processo di coinvolgimento. Si parte dall'identificazione dei quartieri suburbani interessati, seguita da uno studio di fattibilità volto a valutare le possibilità di regolarizzazione dell'accesso all'energia. Successivamente viene sviluppata una strategia di relazioni sociali con le autorità governative locali per favorire la collaborazione istituzionale. A queste attività seguono la progettazione e l'esecuzione dei lavori infrastrutturali necessari, accompagnate dalla standardizzazione dei sistemi di misurazione per garantire un monitoraggio efficace.

Relativamente al progressivo phase-out delle centrali a carbone, si è intensificato invece il dialogo con il territorio attraverso tavoli di confronto nazionali, regionali e locali, organizzati con cadenza periodica. L'obiettivo è identificare approcci condivisi e sistemici per intercettare nuove iniziative di sviluppo industriale locale.

In Italia, per esempio, Enel collabora attivamente con le associazioni datoriali e con i sindacati per trovare nuovi filoni di attività per le imprese dell'indotto e nuovi sbocchi occupazionali ai lavoratori attraverso un supporto alla riconversione delle imprese verso i nuovi business generati dalla transizione energetica e/o attraverso azioni sui lavoratori.

Sempre in tale ambito, nel 2020 in Spagna è stato firmato l'"Accordo per una transizione energetica equa delle centrali a carbone in chiusura: occupazione, industria e territori", che ha visto il coinvolgimento del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, del Ministerio de Trabajo y Economía Social e dei rappresentanti sindacali. Con questo accordo Enel conferma il suo obiettivo prioritario di mantenere e creare sviluppo e occupazione nelle aree impattate dalla chiusura delle centrali a carbone attraverso piani d'azione specifici, volti a promuovere attività di sviluppo economico locale nei diversi settori, formazione e reskilling dei lavoratori direttamente impattati.

Processi per porre rimedio agli impatti negativi e canali che consentono alle comunità interessate di esprimere preoccupazioni

I meccanismi di reclamo e i relativi sistemi di rimedio rappresentano strumenti fondamentali per raccogliere segnalazioni, preoccupazioni e richieste, assicurando un adeguato grado di coinvolgimento delle comunità potenzialmente impattate, con particolare attenzione ai gruppi vulnerabili, come popolazioni indigene o persone con disabilità. Per maggiori dettagli relativi ai processi di rimedio si rimanda al paragrafo "Condotta d'impresa".

Piani d'azione per la gestione degli IRO rilevanti

ESRS S3-4

Enel contribuisce allo sviluppo sociale ed economico dei territori in cui opera attraverso interventi diversificati e mirati, che spaziano dall'ampliamento delle infrastrutture a programmi di formazione, fino a iniziative per l'inclusione sociale e progetti volti a sostenere la vita culturale locale nonché interventi a tutela dell'ambiente e delle risorse presenti nelle are di interesse, in linea con gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile, in particolare per:

- assicurare un'istruzione inclusiva e di qualità (SDG 4);
- fornire energia affidabile e sostenibile (SDG 7);
- promuovere crescita economica sostenibile e inclusione sociale (SDG 8).

Il continuo coinvolgimento degli stakeholder consente di gestire con efficacia gli impatti materiali positivi e negativi, effettivi o potenziali, generati dalle attività del Gruppo sulle comunità di interesse, nonché i rischi e le opportunità materiali, attraverso l'individuazione di soluzioni e piani d'azione specifici che rispondano in modo concreto alle esigenze delle comunità e alla tutela dell'ambiente.

Promuovere l'accesso all'energia e combattere la povertà energetica

AZIONE	DESCRIZIONE	Ambito	Timing	Monitoraggio
Regolarizzazione e standardizzazione dei servizi e connessioni elettriche	Progetti di supporto nella fase di primo accesso all'energia elettrica o nella normalizzazione degli allacci irregolari alla rete elettrica.	**Cile – Colombia – Brasile – Argentina**: attuazione di interventi per la realizzazione di connessioni elettriche sicure e la regolarizzazione del servizio negli insediamenti informali delle aree suburbane.	2025-2027	Consuntivazione semestrale del numero di abitazioni/famiglie regolarmente allacciate alla rete elettrica.
Aumento dell'accessibilità energetica attraverso interventi di efficientamento	Iniziative e progetti volti a migliorare l'accessibilità all'energia, tra cui l'installazione di impianti fotovoltaici, progetti di riqualificazione e la donazione di pannelli solari ed elettrodomestici.	**Cile**: sostituzione delle stufe a legna con impianti di climatizzazione nelle comunità (intervento previsto dal piano di bonifica del Ministero dell'Ambiente). **Colombia**: consegna del primo elettrodomestico alle famiglie del programma Cundinamarca 100%, migliorando la loro qualità della vita. **Italia**: interventi di riqualificazione energetica dell'illuminazione pubblica.	2025-2027	Consuntivazione semestrale del numero di abitazioni/famiglie beneficiarie degli interventi realizzati.

AZIONE	DESCRIZIONE	Ambito	Timing	Monitoraggio
Agevolazioni per ridurre la povertà energetica	Iniziative volte a promuovere agevolazioni economiche, come sconti o integrazioni sulle bollette e la sostituzione di elettrodomestici con modelli ad alta efficienza energetica.	**Brasile**: incentivazione di comportamenti sostenibili attraverso un programma che offre bonus sulla bolletta elettrica ai cittadini che conferiscono materiali riciclabili nei punti di raccolta o partecipano a iniziative di raccolta itinerante. Il bonus, riducendo l'importo complessivo della bolletta, aumenta l'accessibilità economica all'energia per le famiglie a basso reddito. **Spagna**: programmi di formazione per organizzazioni sociali che supportano persone vulnerabili, con focus su bollette energetiche, efficienza energetica e accesso al bonus sociale. Il programma prevede anche assistenza personalizzata per facilitare l'accesso ai benefici disponibili.	2025-2027	Consuntivazione semestrale del numero di persone o famiglie supportate.
Formazione per una consapevolezza energetica	Sensibilizzazione sulle problematiche energetiche e sui rischi elettrici, con l'obiettivo di prevenire incidenti, ottimizzare i consumi e incentivare un uso consapevole delle risorse.	**Italia – Spagna – Argentina – Brasile – Cile – Colombia**: incontri e collaborazioni con Enti, Associazioni di categoria, Istituzioni (Vigili del Fuoco, Protezione Civile) per sensibilizzare e informare le categorie più esposte alle tematiche di sicurezza e prevenire gli infortuni elettrici. Incontri nei quartieri con le comunità vulnerabili per sensibilizzare sulla prevenzione degli incidenti, consumo consapevole di energia e offrire soluzioni a esigenze tecniche e commerciali.	2025-2027	Consuntivazione semestrale delle persone formate.

A titolo esemplificativo, si riportano alcune iniziative svolte nel 2024 che avranno continuità nei prossimi anni, come previsto nei piani d'azione sopracitati. Queste azioni mirano a regolarizzare e standardizzare i servizi e le connessioni elettriche, oltre a promuovere la formazione per un uso consapevole dell'energia. In Colombia è stato sviluppato il programma "Energia sicura per tutti" al fine di fornire elettricità sicura e affidabile alle comunità a basso reddito, mirando a migliorare la sicurezza delle reti elettriche attraverso standard tecnici adeguati. In Spagna, invece, è stato promosso il "Programma di formazione sull'accesso all'energia per ONG e servizi sociali", con l'obiettivo di fornire a tali realtà competenze nel settore energetico per ampliare la loro capacità di supportare famiglie in condizioni vulnerabili.

Impatto sociale della chiusura delle centrali termoelettriche

In linea con le politiche aziendali e territoriali e in collaborazione con gli stakeholder locali, il Gruppo Enel si concentrerà per il 2025 su una serie di iniziative in continuità con le azioni già avviate, volte a rafforzare il sostegno allo sviluppo socioeconomico dei territori interessati.

AZIONE	DESCRIZIONE	Ambito	Timing	Monitoraggio
Programmi di formazione esterna per migliorare l'occupabilità con l'obiettivo di ridurre il divario tra domanda e offerta di lavoro	Corsi di formazione, principalmente di reskilling, per sviluppare competenze tecniche, professionali e operative principalmente nei settori delle rinnovabili e delle reti di distribuzione, oltre ad altri ambiti strategici per lo sviluppo industriale del territorio di riferimento.	**Italia – Spagna:** coinvolgimento di: • lavoratori delle aziende dell'indotto; • giovani e disoccupati.	2025-2026	Numero dei corsi/numero dei beneficiari con consuntivazione annuale.
Iniziative sul territorio per valorizzare il patrimonio locale, potenziare l'offerta turistica e promuovere lo sviluppo delle competenze professionali della comunità	• Progetti di turismo sostenibile come la realizzazione di percorsi di illuminazione architetturale. • Progetti per la tutela e l'educazione alla biodiversità, come la promozione di attività di apicoltura e turismo locale. • Iniziative di sensibilizzazione e formazione sui temi e competenze della transizione energetica.	**Italia**: coinvolgimento di enti e comunità locali. **Spagna**: coinvolgimento della micro-imprenditoria locale, autorità locale, comunità locale, imprese del settore terziario. **Italia**: coinvolgimento di studenti degli Istituti Tecnici Superiori (ITS) presso il territorio di Civitavecchia (nel Lazio) e Macomer (in Sardegna).	2025-2027	Elenco degli interventi. Elenco degli interventi. Numero di beneficiari con consuntivazione annuale.

Di seguito sono illustrate alcune iniziative al 2024, individuate attraverso un approccio condiviso e sistemico, che prevede tavoli di confronto nazionali, regionali e locali. Queste azioni, volte a mitigare gli impatti e a generare ricadute positive nell'area di riferimento, si concentrano su due ambiti principali e proseguiranno nei prossimi anni, in linea con i piani d'azione sopracitati.

- **Programmi di formazione esterna per l'occupabilità**: al 2024 Enel ha organizzato numerosi corsi di formazione per migliorare l'occupabilità dei lavoratori dell'indotto e delle comunità locali. In Italia (in particolare a Brindisi, Civitavecchia e Corigliano-Rossano) e in Spagna sono stati erogati corsi che hanno coinvolto lavoratori dell'indotto, giovani e disoccupati dell'area.
- **Iniziative per il territorio**: in Italia, Spagna e Cile, al 2024, sono stati sviluppati progetti di turismo sostenibile, tutela della biodiversità e sensibilizzazione sui temi della transizione energetica, coinvolgendo operatori locali, enti pubblici, istituzioni scolastiche, piccole imprese, studenti e comunità nei territori interessati. Tra gli esempi più significativi in Italia vi è "Accogliere ad Arte" a Brindisi, un progetto di educazione al patrimonio storico-culturale rivolto a professionisti della prima accoglienza turistica (per esempio tassisti) e sviluppato con enti, istituzioni scolastiche e la comunità locale. Inoltre, in Spagna (Andorra, provincia di Teruel) è stato realizzato il progetto "El Pictopueblo", un'iniziativa inclusiva che prevede l'installazione di pittogrammi su oltre 200 edifici pubblici, negozi e monumenti, consentendo alle persone con diversità funzionale di identificare facilmente gli spazi attraverso un linguaggio visivo chiaro e intuitivo

Metriche e target

ESRS S3-5

KPI	POLITICHE	PERIMETRO	BASELINE	CONSUNTIVO 2024	TARGET	STATO
Progetti per le comunità – milioni di beneficiari (n. di beneficiari connessi a progetti legati all'energia pulita e accessibile (SDG 7))	• Policy sui Diritti Umani • Policy interna 211 "CSV Process definition and management"	Il target, misurato in numero di beneficiari, considera lungo tutta la catena del valore sin dalla fase di sviluppo dei progetti i Paesi in cui il Gruppo opera	Anno: 2023 Valore: **1,25** milioni di beneficiari	0,96 milioni di beneficiari	**3,2 milioni di beneficiari nel 2030** (valore cumulato dal 2024 al 2030)	→

Non in linea | In linea | Raggiunto

Il target considera solo i progetti che contribuiscono attivamente alla riduzione della povertà energetica nei Paesi in cui il Gruppo opera. Si misurano:

- **beneficiari diretti**: chi ottiene, per esempio, una connessione elettrica, riceve un elettrodomestico o partecipa a iniziative formative sui consumi energetici;
- **beneficiari indiretti**: persone a carico dei beneficiari diretti, calcolati in base alla dimensione media delle famiglie (3 in Europa, 4 nel resto del mondo, secondo i dati della World Bank).

Il target è monitorato semestralmente, misurando il numero di beneficiari per ogni progetto e area geografica. I dati vengono gestiti attraverso una piattaforma dedicata per la rendicontazione e il monitoraggio del portafoglio progetti. Per l'applicazione di politiche di coinvolgimento degli stakeholder a supporto del raggiungimento dell'obiettivo (come ESIA, Politica sui Diritti Umani e altri strumenti inclusi nel modello di Sostenibilità di Enel), si vedano i paragrafi sulle politiche e il coinvolgimento delle comunità interessate.

Accesso al rimedio

COLOMBIA – WINDPESHI – La Guajira

L'impianto eolico di Windpeshi, la cui costruzione è attualmente sospesa, avrebbe contribuito – con i suoi 200 MW di capacità – alla diversificazione del mix energetico del Paese.

Il 24 maggio 2023 Enel ha annunciato la sospensione della costruzione di Windpeshi per un periodo di tempo indefinito. Ciò ha comportato l'interruzione di tutti i lavori di costruzione diversi da quelli strettamente necessari per l'adempimento degli impegni sociali e ambientali del progetto. La decisione è stata presa dal Consiglio di Amministrazione di Enel Colombia vista l'impossibilità di garantire il ritmo di costruzione del progetto. La decisione, come si legge nell'apposito comunicato stampa di Enel Colombia del 24 maggio 2023, "è stata presa dopo attente analisi e studi di fattibilità che hanno portato alla conclusione che non è possibile per la Società proseguire con la costruzione di Windpeshi, poiché i progetti devono essere sostenibili non solo socialmente ma anche economicamente, e il loro successo dipende dalla collaborazione tra imprese, istituzioni e comunità". Il Gruppo continuerà comunque a impegnarsi con le comunità e tutti gli stakeholder rilevanti per affrontare le implicazioni di tale decisione. Per entrare più nel dettaglio, oltre alle risorse impiegate per portare avanti gli impegni presi in sede di consultazione preventiva, sono stati investiti più di 7,1 miliardi di pesos colombiani in progetti relativi all'istruzione di qualità, all'accesso all'acqua e allo sviluppo economico.

La comunità nell'area di influenza dove sarebbe stato costruito l'impianto è costituita da popolazioni indigene residenti nei Comuni di Maicao e Uribia, appartenenti al Dipartimento di La Guajira. Tale area è caratterizzata da una significativa presenza di comunità indigene, che rappresentano il 20% della popolazione complessiva della Colombia. In aggiunta all'impegno di Enel in tema di ascolto e ingaggio proattivo delle comunità locali, con particolare attenzione alle comunità più vulnerabili, come le popolazioni indigene e tribali in linea con la Convenzione OIL n. 169, la legge nazionale prevede che la consultazione preventiva delle popolazioni indigene avvenga secondo uno specifico processo. Tale processo vede la partecipazione dell'autorità nazionale di consultazione preventiva del Ministero dell'Interno.

COLOMBIA – El Quimbo

In linea con il nostro approccio di condivisione e partecipazione di tutti gli stakeholder interessati dalle nostre attività nelle aree interessate dalla loro esecuzione, è stato definito un piano pluriennale di interventi socio-ambientali che riguarda le comunità locali e in particolare le famiglie residenti o aventi proprietà nell'area di influenza del progetto, nonché coloro che lavorano o hanno attività commerciali e di servizi in tale area. Le famiglie censite e in possesso dei requisiti previsti hanno potuto decidere tra il ricollocamento (collettivo/individuale) e la vendita dei propri terreni. Delle 150 famiglie che hanno optato per la prima opzione, 39 hanno scelto il ricollocamento individuale, beneficiando della disponibilità di un terreno sia a uso abitativo sia per finalità produttive. Le restanti 111 famiglie hanno optato per il ricollocamento negli insediamenti collettivi (Nuevo Veracruz, Nuevo Balseadero, Llano de la Virgen, San José de Belen), con nuove abitazioni dotate di servizi essenziali e inserite in un contesto urbanistico con scuole, chiese, impianti sportivi multifunzionali, campo di calcio, zone verdi, centri di raccolta per il riciclo dei rifiuti e impianti di trattamento per le acque reflue. Ogni famiglia ha inoltre ricevuto 5 ettari di terreno con impianto di irrigazione per poter sviluppare la propria attività produttiva (coltivazioni o mini allevamenti). Inoltre, Enel Colombia sta realizzando il più grande progetto di ripristino ecologico su larga scala nell'ecosistema della Foresta Tropicale Secca in Colombia, con un'area di oltre 11.000 ettari, come misura di compensazione biotica per la costruzione dell'impianto idroelettrico "El Quimbo" nel dipartimento di Huila.

Per maggiori dettagli si veda il paragrafo relativo a El Quimbo, nella nota 55 "Attività e passività potenziali" del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2024.

Boujdour

L'impianto eolico di Boujdour in Western Sahara, avente una capacità di 300 MW, è gestito da una joint venture in cui Enel ha una partecipazione non consolidata. In fase di costruzione di tale impianto Enel ha avviato un processo di consultazione con gli stakeholder interessati attraverso, in particolare:

- 2015: analisi preliminare del contesto sociale, economico e ambientale ("SEECA") per identificare i temi socio-economici rilevanti e le esigenze specifiche delle comunità locali, tra cui lo sviluppo delle infrastrutture, l'istruzione, l'assistenza sanitaria, i problemi di povertà, i servizi sociali e la protezione dei beni culturali ereditati;
- 2019: valutazione di impatto ambientale e sociale (Environmental Social Impact Assessment – ESIA);
- 2020: due diligence sui diritti umani, un aggiornamento della SEECA e consultazione che ha coinvolto diversi gruppi di stakeholder rilevanti.

In particolare, attraverso le varie fasi di due diligence sui diritti umani, Enel ha messo in piedi un processo di consultazione delle comunità impattate dal progetto, al fine di verificarne la "social acceptance".

Per consentire l'utilizzo locale dell'energia rinnovabile generata dall'impianto, è stato anche rafforzato il collegamento elettrico tra l'impianto stesso e la città di Boujdour.

Inoltre, attraverso il progetto Boujdour, Enel ha contribuito allo sviluppo sostenibile nonché socio-economico dell'area e ha determinato un beneficio specifico, concreto, sostanziale e verificabile per, in particolare, i Saharawi, i quali sono i diretti beneficiari delle seguenti iniziative:

i. formazione e assunzione di persone Saharawi:
- allestimento di un centro di addestramento nel campo base durante la fase di costruzione con formazione in ambito civile ed elettrico finalizzato a colmare il gap di competenze locali, creando così l'opportunità di utilizzare tali competenze anche in futuro;
- assunzione di circa 200 persone per lavori non specialistici, di cui >90% provenienti dalla comunità Saharawi locale durante la fase di costruzione;
- assunzione di personale tecnico per la gestione O&M, service provider turbine e manutenzione sottostazioni, servizi di sicurezza e pulizie;

ii. contrattualizzazione di più di 100 piccole e medie imprese locali per servizi ausiliari (tra cui trasporti, pulizie, ristorazione, fornitura di materiali ecc.), finalizzata anche a sostenere l'economia locale particolarmente colpita dalle conseguenze della pandemia;

iii. realizzazione di infrastrutture *ad hoc* per le esigenze delle persone e delle piccole imprese locali nell'area di influenza del progetto:
- durante la costruzione delle opere civili sono stati realizzati nuovi tratti di strada e sono stati riqualificati quelli esistenti (circa 60 km). Tale attività ha permesso di ricollegare le strade principali con i pascoli, a beneficio delle comunità pastorali nelle aree remote;
- in ragione dell'energia rinnovabile generata dall'impianto è stato rafforzato il collegamento elettrico locale con la città di Boujdour;

iv. sostegno ai cammellieri nomadi Saharawi locali attraverso la fornitura di serbatoi d'acqua e cisterne;
v. fornitura di panieri alimentari alle famiglie locali più vulnerabili;
vi. programmi di istruzione e formazione professionale progettati per contrastare l'abbandono scolastico primario, colmare il divario tra formazione e opportunità di lavoro, fornire conoscenze sulle energie rinnovabili. Le iniziative hanno coinvolto circa 1.000 beneficiari di 11 scuole del territorio, con il supporto di esperti locali;
vii. programmi di istruzione riguardanti le energie rinnovabili e l'operatività degli impianti eolici, con l'istituzione di una borsa di studio annuale per uno studente universitario proveniente dalla comunità locale;
viii. allestimento di una struttura sanitaria (roulotte) messa a disposizione di 1.000 studenti provenienti dalle scuole limitrofe per visite specialistiche di vario tipo (medici di medicina generale, dentisti, otorinolaringoiatri ecc., e fornitura di occhiali ove necessario) con la finalità di contrastare l'abbandono scolastico dei bambini causato da problemi di salute.

Segnalazioni

Il sistema di gestione dell'impianto è stato definito in linea con i Princípi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani. Le segnalazioni, una volta ricevute, vengono registrate, analizzate e classificate da 1 a 3 (la valutazione tiene conto di ripetizione e gravità; 1 è il punteggio più basso, 3 quello più alto). L'analisi porta all'individuazione della possibile soluzione. Una volta concordata la soluzione, la segnalazione è considerata conclusa. Le comunità hanno a disposizione diversi canali: caselle di suggerimento *in loco*, posta tradizionale ed elettronica, telefono, personale aziendale presente durante le visite nei siti. La lingua utilizzata è l'arabo e, quando un membro della comunità non è in grado di scrivere e parla un dialetto, viene individuato un traduttore all'interno o all'esterno del cantiere. In particolare, le segnalazioni gestite hanno riguardato:

1. richiesta di utilizzo di manodopera locale da parte della comunità. Soluzione concordata: lavoratori non specialistici assunti come descritto precedentemente al punto i.
2. richiesta di utilizzo di piccole e medie imprese locali. Soluzione concordata: gli appaltatori, con il supporto delle parti interessate locali, hanno indetto una gara per selezionare fornitori locali per i servizi e le attrezzature necessarie come descritto in precedenza al punto ii.

Black-out Brasile

L'11 ottobre Enel Distribuição São Paulo ha affrontato una tempesta considerata l'evento meteorologico più grave nella Regione Metropolitana di San Paolo negli ultimi 30 anni, con venti fino a 107,6 km/h e una delle maggiori contingenze in termini di impatto sulle reti elettriche.

Il numero totale di clienti di Enel Distribuição São Paulo inizialmente colpiti ha raggiunto i 3,1 milioni nella notte dell'11 ottobre. Nella stessa notte, principalmente grazie ai sistemi di automazione e alle manovre da remoto sulla rete elettrica, il numero di clienti senza energia è stato ridotto a 2,1 milioni. Entro la fine del 12 ottobre, la fornitura elettrica era stata ripristinata per circa l'80% dei consumatori coinvolti.

Sebbene Enel Distribuição São Paulo avesse provveduto al ripristino del 90% dell'elettricità per tutte le famiglie 48 ore dopo l'11 ottobre, subito dopo l'evento meteorologico estremo, a causa della complessità dei lavori di recupero della rete danneggiata dai forti venti, il 14 ottobre la società ha comunicato che avrebbe ristabilito la fornitura di energia a tutti i clienti entro 3 giorni, come concordato con il governo. La mattina del 17 ottobre, l'Amministratore Delegato di Enel Distribuição São Paulo ha spiegato in una conferenza stampa che la società aveva già ristabilito la fornitura di energia a tutti i clienti interessati.

Per maggiori dettagli, si veda il paragrafo "Black-out ottobre 2024 San Paolo – Brasile" della nota 55 "Attività e passività potenziali" del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2024.

Black-out Cile

Nei giorni 1° e 2 agosto 2024 si è verificato un evento climatico estremo nella Regione Metropolitana di Santiago e nell'area di concessione di Enel Distribución Chile SA, di seguito denominato "evento".

Questo evento – imprevisto e di eccezionale gravità – è stato caratterizzato dalla presenza di forti e insolite raffiche di vento, che hanno raggiunto velocità fino a 124 km/h, senza precedenti nella Regione Metropolitana di Santiago né nell'area di concessione di Enel Distribución Chile SA. Oltre a questi forti venti, durante l'evento si sono registrate intense precipitazioni, che si sono protratte fino alla mattina del 2 agosto 2024. Il maltempo ha causato la caduta di un gran numero di alberi, la rottura di linee e pali elettrici, nonché danni significativi alle infrastrutture elettriche di Enel Distribución Chile SA.

Data la magnitudo e l'estensione dell'evento, l'operatività di Enel Distribución Chile SA e, in particolare, il servizio di fornitura elettrica offerto ai clienti sono stati compromessi, provocando interruzioni di varia entità per un numero considerevole di utenti.

In tale contesto, attualmente Enel Distribución Chile SA è coinvolta in diversi contenziosi nei confronti della SEC, sia in sede amministrativa per contestare le sanzioni ricevute, sia in sede giudiziaria, con l'obiettivo di chiarire che la società non può essere ritenuta responsabile per questo evento, trattandosi di un caso di forza maggiore e di una situazione eccezionale aggravata.

Indipendentemente dai procedimenti legali in corso, Enel Distribución Chile SA ha adottato una serie di misure per mitigare gli effetti negativi che l'evento ha avuto sulla fornitura elettrica ai clienti, tra cui:

(i) il recente accordo raggiunto con il Sernac nell'ambito del Procedimento Volontario Collettivo, avviato su richiesta della stessa azienda, che ha consentito di definire una soluzione rapida, trasparente e completa per tutelare gli interessi dei clienti residenziali/consumatori colpiti dagli effetti dell'evento;

(ii) la sottoscrizione di un accordo di collaborazione tra Enel Distribución Chile SA e l'Associazione dei Pazienti Elettrodipendenti, finalizzato all'implementazione di miglioramenti che possano avere un impatto positivo sul servizio per le persone con condizioni di elettrodipendenza.

Al fine di mitigare i rischi legati a eventi climatici estremi, Enel Distribución ha implementato una serie di misure, tra cui:

- ampliamento di piani di rafforzamento delle piattaforme di assistenza clienti tramite call center e canali digitali, soprattutto in situazioni di emergenza;
- verifica delle infrastrutture dei sistemi di assistenza clienti, con particolare attenzione ai canali telefonici e digitali;
- introduzione di funzionalità per il riconoscimento dei pazienti elettrodipendenti nei canali digitali;
- estensione della fornitura di dispositivi di backup in modalità permanente per i pazienti elettrodipendenti registrati che ne facciano richiesta;
- accelerazione del processo di installazione di contatori elettronici con capacità di comunicazione remota per i pazienti elettrodipendenti.



VChain

IRS

Consumatori e utilizzatori finali

167 (n./10mila clienti)

RECLAMI COMMERCIALI

177 nel 2023

205,2 (minuti medi)(1)

SAIDI

208 nel 2023

(1) Escludendo i Paesi "non-core" (Argentina e Perù) il valore del SAIDI per il 2024 è pari a 173 minuti medi.

Di seguito si riportano i risultati di Gruppo del processo di doppia materialità 2024 per le tematiche relative a "Consumatori e utilizzatori finali", con il dettaglio degli IRO materiali individuati che hanno guidato l'elaborazione della presente sezione.

SOTTOTEMA	DESCRIZIONE IRO	TIPO	TARGET
QUALITÀ NEL RAPPORTO CON I CLIENTI **Sotto-sottotema** Relazione efficace ed equa con i clienti	Minori perdite economiche dovute a una buona fidelizzazione e soddisfazione dei clienti.	☆	Reclami commerciali – n./10.000 clienti
SOTTOTEMA **INCLUSIONE SOCIALE DEI CONSUMATORI E/O DEGLI UTILIZZATORI FINALI** **Sotto-sottotema** Ottimizzazione di prodotti e servizi per i clienti più vulnerabili	Insufficienti soluzioni dedicate ai clienti vulnerabili (per esempio, promozione di prodotti e servizi accessibili, promozione dello "slow shopping" e di offerte inclusive, assistenza tecnica e commerciale ecc.).		Nuovi prodotti e servizi inclusivi – n.
SOTTOTEMA **GESTIONE OPERATIVA DELLE RETI** **Sotto-sottotema** Manutenzione delle reti	Potenziale diminuzione dell'affidabilità della rete (QoS - qualità di servizio) di distribuzione dovuta a potenziali ritardi sugli investimenti e a eventi meteorologici estremi.		SAIDI – min.

☆ Opportunità Impatto negativo

Per completezza si rimanda alla sezione "Cambiamenti climatici" per un ulteriore IRO materiale connesso ai consumatori e utilizzatori finali (Accelerazione del processo di elettrificazione dei consumi attraverso l'implementazione di soluzioni e tecnologie per l'elettrificazione delle città, per le aziende e per le persone).

La strategia e la gestione per gli IRO materiali

ESRS 2 SBM-2; ESRS 2 SBM-3

L'obiettivo di Enel sui mercati retail è quello di "Prendersi cura di tutti i clienti, in ogni fase della loro vita", spaziando dalle famiglie alle piccole e medie imprese fino ad arrivare alle grandi aziende.

- **Segmento residenziale**: è sempre più consapevole della necessità di effettuare scelte informate in ambito energetico. Enel lavora costantemente per fornire prodotti e servizi innovativi per contenere la spesa energetica, oltre a servizi informativi e di assistenza in merito a indicazioni customizzate rispetto al profilo di consumo del cliente. Un'attenzione rilevante è dedicata ai clienti vulnerabili, che ricoprono un'incidenza significativa nella customer base, ai quali Enel offre soluzioni "bundled" con servizi di assistenza e tariffe dedicate (si veda di seguito il piano d'azione dedicato).
- **Micro e piccole imprese**: sono molto sensibili al costo dell'energia. Per questo Enel sta rivolgendo sempre maggiore attenzione a questo target, facendo leva su

offerte che garantiscano sia la riduzione dei costi energetici sia la protezione da possibili rincari di mercato.
- **Aziende medie e grandi**: hanno la necessità di diversificare le fonti di energia al fine di elettrificare i processi industriali e ridurre le emissioni di CO_2. Per supportare tali obiettivi Enel, oltre alla fornitura di commodity offerta anche in modalità PPA (Power Purchase Agreement) con contratto di acquisto a medio e lungo termine, mette a disposizione competenze tecniche e soluzioni integrate per l'elettrificazione delle flotte a partire dalla pianificazione fino alla realizzazione del progetto.
- **Amministrazioni pubbliche**: è in cerca di nuove soluzioni che garantiscano alti livelli di servizio alla cittadinanza, che ne migliorino la qualità della vita in termini di impatto ambientale e sociale, garantendo maggiore efficienza nella gestione dell'energia e riduzione delle emissioni. Per supportarlo, Enel si propone come unico partner integrato per la loro transizione energetica, offrendo un ecosistema di prodotti e servizi a valore aggiunto e soluzioni personalizzate.

Partendo dunque dalla conoscenza delle varie categorie di clienti retail (nonché dei loro bisogni), Enel si impegna nella realizzazione di prodotti sempre più personalizzati e adeguati ai vari profili, al fine di massimizzare la soddisfazione e fidelizzazione di ogni categoria di consumo.

Il Gruppo distribuisce inoltre l'energia elettrica a milioni di utenti nel mondo, attraverso l'infrastruttura di rete. Una manutenzione non adeguata della rete e/o l'occorrenza di eventi climatici avversi, sempre più frequenti in tutti i Paesi in cui Enel gestisce le reti elettriche, possono generare impatti negativi generalizzati in termini di riduzione della continuità del servizio. Per questo motivo Enel, in tutte le società di distribuzione del Gruppo, ha implementato opportune procedure e strategie dedicate, volte a incrementare la resilienza dell'infrastruttura di distribuzione in termini di:
- **prevenzione dell'effetto e impatto dei servizi meteorologici avversi sulle reti e impianti elettrici**, per mezzo di opportuni strumenti e azioni orientate all'efficientamento dei processi di esercizio della rete elettrica (weather alerting and operation efficiency improvement);
- **incremento della capacità di ripresa del servizio elettrico**, mediante la disponibilità di risorse tecniche di differenti Paesi (international task force) e incremento della disponibilità di mezzi e dispositivi per la rialimentazione (generatori mobili e cavi provvisori);
- **mantenimento nel tempo dell'affidabilità dei componenti di rete** attraverso una politica di manutenzione delle reti e dei sistemi di telecontrollo (basata sugli standard internazionali IEC e UNI). In particolare, la manutenzione preventiva previene il degrado delle prestazioni della rete, riducendo i conseguenti guasti, attraverso attività programmate, oppure "on conditions", ovvero determinate dallo studio e dall'osservazione dei fenomeni di rete.

Con lo stesso obiettivo Enel intende investire, nel triennio 2025-2027, 26 miliardi di euro sulle proprie reti di distribuzione con un incremento del 40% rispetto al precedente piano triennale. Tali investimenti saranno appunto focalizzati sul miglioramento della qualità del servizio e della resilienza dell'infrastruttura agli eventi climatici, oltre che sulle connessioni dei clienti (per maggiori dettagli si veda il paragrafo "Il Piano Strategico" del presente documento). **Inoltre, il Gruppo proseguirà con impegno l'attività di advocacy per favorire quadri regolatori che supportino il ruolo centrale svolto dalle reti nella transizione energetica** (si veda di seguito il piano d'azione dedicato).

Per quanto riguarda invece i temi legati agli interessi e opinioni dei consumatori e utilizzatori finali, nonché le principali iniziative promosse da Enel e le relative modalità di coinvolgimento, si faccia riferimento al paragrafo "Coinvolgimento degli stakeholder" del capitolo "Informazioni generali".

Politiche per i consumatori e utilizzatori finali

ESRS S4-1

Con riferimento alla relazione con i clienti, la Politica sui Diritti Umani del Gruppo sancisce l'impegno di Enel a dare sempre riscontro a eventuali suggerimenti, segnalazioni e reclami da parte dei clienti e delle associazioni a loro tutela, avvalendosi di sistemi di comunicazione idonei e tempestivi (per esempio call center, posta elettronica), al fine di considerare tutte le necessità dei clienti e garantire un servizio di qualità, con particolare riguardo per le persone con vulnerabilità. La policy prevede un processo per la segnalazione di presunte violazioni dei princípi in essa espressi, che include la protezione dell'identità dei segnalanti. Infine, Enel ha adottato una policy interna che fornisce le linee guida sul processo di monitoraggio e classifica-

zione dei reclami, al fine di massimizzare la qualità del servizio e aumentare la soddisfazione dei clienti.

Per maggiori dettagli circa i contenuti della Politica sui Diritti Umani di Enel si rimanda al capitolo "Valori e pilastri dell'etica aziendale", al paragrafo "Il processo di due diligence di Enel" e al testo completo della politica disponibile alla pagina https://www.enel.com/content/dam/enel-com/documenti/investitori/sostenibilita/diritti-umani/enel-policy-sui-diritti-umani_dicembre2021.pdf.

Coinvolgimento e canali di dialogo dei consumatori e utilizzatori finali

ESRS S4-2; S4-3

L'ingaggio diretto dei clienti in Enel avviene principalmente attraverso la piattaforma "Voice of Customer", che consente di raccogliere circa 4 milioni di feedback all'anno da parte dei clienti residenziali e delle imprese di piccole dimensioni. Grazie a questa piattaforma Enel è in grado di comprendere i livelli di soddisfazione su prodotti e servizi offerti, sotto forma di voti di soddisfazione, commenti testuali sui motivi della soddisfazione o insoddisfazione, e altri feedback su aspetti quali semplicità dell'esperienza, cortesia ecc.[74] I clienti ricevono un invito a partecipare alle survey rese disponibili nella "Voice of customers" e sono pertanto informati della possibilità di esprimere la propria soddisfazione attraverso questo canale.

Inoltre, dal 2024 Enel contatta proattivamente i clienti che hanno espresso un punteggio basso nelle survey di soddisfazione del cliente, al fine di capire e risolvere eventuali criticità segnalate. In seguito, gli stessi clienti vengono ricontattati per valutarne il nuovo livello di soddisfazione. Enel risponde inoltre ai reclami scritti o verbali che il cliente presenta attraverso i canali messi a disposizione per questa finalità. Anche nei casi in cui Enel collabora con partner commerciali (per esempio, società che gestiscono call center), la soddisfazione dei clienti viene verificata direttamente attraverso i canali predisposti da Enel.

Con riferimento in particolare alle imprese, soprattutto quelle medio-grandi, un importante canale di dialogo, nonché una leva fondamentale in termini di soddisfazione e retention, è il rapporto tra il cliente e il key account manager: quest'ultimo sta diventando sempre più un partner di riferimento, capace di offrire un supporto consulenziale per l'ottimizzazione dei consumi, la gestione di politiche di fixing dei prezzi e la transizione energetica del cliente.

Inoltre, Enel agisce nell'ambito di stakeholder associativi attraverso momenti di ascolto e gestione delle esigenze dei clienti nonché di formazione/informazione sui temi energetici. Per esempio, nel 2024 in Italia si è giunti alla terza edizione del progetto denominato "Energy Academy", che ha uno scopo formativo e divulgativo sui temi della transizione energetica: attraverso il contributo di "esperti" del mondo accademico o istituzionale (a titolo esemplificativo ARERA, GSE, RSE[75]), è stato stimolato un dibattito al quale hanno poi contribuito un manager Enel e alcune figure apicali delle associazioni nazionali dei consumatori, con la finalità di uno scambio di sensibilità e posizionamento sui temi a beneficio della classe di "discenti", risorse junior o senior da formare selezionate dalle stesse associazioni.

Altra leva di ascolto e supporto delle esigenze delle associazioni, sia consumeristiche sia datoriali di impresa (settore agricolo, artigiani, commercio), è quella dei canali dedicati (web, telefonici, e-mail) che consentono la gestione di casi di maggiore complessità o urgenza, come pure le segnalazioni di situazioni che secondo le associazioni possono rappresentare "fenomeni" rispetto ai quali stimolare il confronto con l'Azienda.

Per quanto riguarda i clienti vulnerabili, Enel agisce sugli strumenti di comunicazione a supporto dei canali di dialogo, al fine di renderli più accessibili alle persone in condizioni di disabilità o alle persone non madrelingua nel Paese in cui Enel opera (per esempio servizi di video-interpretariato per persone sorde o di traduzione simultanea per persone di madrelingua straniera).

74. La Voice of Customer opera su due fronti: relazionale e transazionale. Per quanto concerne gli aspetti relazionali, Enel si affida allo standard globale del Net Promoter Score (NPS), su scala -100/+100, che permette di misurare a livello globale il grado di felicità e "advocacy" dei clienti attraverso dati semplici e immediatamente comprensibili. Per quanto concerne invece il monitoraggio puntuale della soddisfazione sugli aspetti "transazionali", ovvero in corrispondenza dei cosiddetti "momenti della verità" (quali, per esempio, il completamento dell'attivazione, l'interazione con il contact center, la consegna della bolletta, l'aumento di potenza o ancora la sessione di ricarica di un'auto elettrica o l'installazione di un impianto fotovoltaico), i clienti di Enel vengono interpellati per esprimere la propria "Customer Satisfaction" (CSAT) su scala 1-5.
75. GSE: Gestore dei Servizi Energetici; RSE: Ricerca sul Sistema Energetico.

Per quanto riguarda gli utenti del servizio di distribuzione, Enel mette a disposizione numeri verdi gratuiti, attivi 24 ore su 24 e 7 giorni su 7, per segnalare guasti e interruzioni di corrente. A beneficio dei clienti, oltre al canale telefonico, Enel mette a disposizione anche i canali web e app, che permettono ai clienti di ricevere risposte rapide e risolvere le problematiche legate alla fornitura elettrica.

Action plan per la gestione degli IRO rilevanti

ESRS S4-4

Relazione efficace ed equa con i clienti

AZIONE	DESCRIZIONE	Ambito	Timing	Monitoraggio
Comunicazione chiara e trasparente	Continua revisione delle comunicazioni scritte e verbali al cliente in ottica di semplificazione e accessibilità delle informazioni attraverso il progetto Plain Language, in conformità con gli standard internazionali di quest'ultimo, l'analisi di dati e insight qualitativi derivanti dalla Voice of Customer e da altri strumenti di monitoraggio dell'esperienza del cliente (per esempio analisi del linguaggio in campioni di trascrizioni di telefonate, verifiche su comunicazioni post-riscrittura in termini di reclamosità, contattosità, soddisfazione ecc.).	Italia	Rolling	Gli effetti delle iniziative sono monitorati grazie a: I. dashboard della Customer Satisfaction e del Net Promoter Score, disponibili per tutte le geografie; II. verifica puntuale del numero di "detractor", ovvero clienti insoddisfatti, e dei motivi di insoddisfazione; III. dashboard dedicate all'utilizzo di terminologia più o meno aderente agli standard del "plain language" nelle interazioni con i clienti.
Rafforzare la relazione diretta con il cliente	Maggiore vicinanza al cliente, per esempio attraverso una maggiore diffusione territoriale dei punti Enel, oltre che con il contatto puntuale e proattivo dei clienti immediatamente a valle di un voto di soddisfazione basso (progetto "close the loop").	Italia e Spagna	Rolling	Gli effetti del progetto "close the loop" sono monitorati attraverso survey che misurano la soddisfazione post-contatto, oltre alla verifica di KPI di processo (per esempio tempistiche, stato risoluzione ecc.).
Ampliare il catalogo di offerte e prodotti	Mettere a disposizione dei clienti, attraverso un catalogo di prodotti e servizi ampio e personalizzato, offerte che rispondano alle loro esigenze con approccio omnicanale.	Italia	Rolling	Monitoraggio delle richieste effettuate su tutti i canali disponibili.

Inoltre, nel 2024 sono state consolidate su tutte le Linee di Business le linee guida adottate negli anni precedenti sul processo di monitoraggio e classificazione dei reclami in tutti i Paesi in cui Enel opera, al fine di massimizzare la qualità del servizio e aumentare la soddisfazione del cliente, in conformità con le leggi, i regolamenti e le regole di governance applicabili.

Ottimizzazione di prodotti e servizi per i clienti più vulnerabili

Per quanto riguarda l'inclusione sociale dei consumatori, in tutti i Paesi in cui si rivolge a clienti retail, Enel si impegna a promuovere l'accesso all'elettricità anche nelle zone più remote e lavora per garantire che anche i clienti in condizioni di vulnerabilità beneficino dei prodotti e servizi offerti e che ne siano sempre più informati. Di seguito si riportano le principali linee d'azione sul tema.

AZIONE	DESCRIZIONE	Ambito	Timing	Monitoraggio
Accessibilità dei nostri canali	Integrazione di strumenti e servizi a supporto dell'accessibilità dei nostri canali fisici, digitali e telefonici, per esempio attraverso l'estensione del servizio di video-interpretariato nella lingua dei segni per persone sorde a tutti gli spazi Enel sul territorio nazionale (nel 2024 si è conclusa la sperimentazione in alcune città) e il servizio di interpretariato telefonico disponibile in 20 lingue.	Italia	2025-2027	Consuntivazione annuale del numero di minuti di utilizzo del servizio.
Ingaggio, informazione e consapevolezza	Supporto alla divulgazione di informazioni mirate alla clientela con vulnerabilità, per esempio attraverso servizi di consulenza, accompagnamento e supporto specifico alle persone vulnerabili per la richiesta di bonus sociali, workshop con ONG e servizi sociali dedicati alla lotta alla povertà energetica, ma anche alla formazione della filiera energetica sui temi della povertà energetica (per esempio "Siamo Energia" con Banco dell'Energia).	Italia e Spagna	Rolling	Numero di persone coinvolte/formate.
Nuovi prodotti e servizi dedicati ai clienti vulnerabili	Lo sviluppo di nuovi prodotti e servizi che rispondano alle esigenze dei clienti vulnerabili (over 65, persone con disabilità ecc.), per esempio con l'offerta di tariffe dedicate, soluzioni di finanziamento agevolato ecc.	Globale	2025-2027	Monitoraggio semestrale del KPI "nuovi prodotti e servizi inclusivi".

Gestione operativa delle reti

AZIONE	DESCRIZIONE	Ambito	Timing	Monitoraggio
Attività di advocacy proattiva	Consolidamento e semplificazione dei sistemi di incentivazione per sostenere gli investimenti in resilienza e miglioramento della qualità del servizio.	Italia e Spagna	2025-2028	Gli effetti dell'attività potranno essere rilevati dagli interventi del Regolatore sulle modalità di incentivazione.
Attività di advocacy proattiva	Definizione di meccanismi di incentivazione per la resilienza e revisione dei sistemi di retribuzione per la qualità.	Brasile, Cile, Colombia e Argentina	Prossimo ciclo regolatorio: Brasile e Cile 2027 Colombia e Argentina 2025	Gli effetti dell'attività potranno essere rilevati dagli interventi del Regolatore sulle modalità di incentivazione.
Potenziamento della disponibilità dei canali di contatto	Aumentare la resilienza e la flessibilità dei nostri canali di contatto per garantire la loro disponibilità, gestire efficacemente i picchi di richieste e ridurre i tempi di attesa, offrendo un servizio sempre più efficiente.	Globale	Rolling	Monitoraggio mensile dei KPI operativi dei canali di contatto.
Comunicazione proattiva	Anticipare le esigenze dei clienti tramite l'invio automatico di notifiche in caso di disservizio, con informazioni dettagliate sul problema, tracciabilità dello stato di avanzamento della risoluzione e tempistiche di ripristino del servizio.	Latam	2025	Monitoraggio mensile dei KPI operativi dei canali di contatto.

Nel 2024 l'incremento della gravità degli eventi climatici critici in alcuni Paesi ha impattato in maniera significativa sulla rete elettrica. Gli eventi maggiori sono stati riscontrati in Cile e in Brasile. A causa dell'impatto sulla rete dell'eccezionale evento climatico, sono stati disalimentati numerosissimi clienti (con un picco di 3 milioni in Brasile), il cui ripristino ha richiesto uno sforzo eccezionale di uomini e mezzi dando priorità ai clienti più critici, come i servizi essenziali. Per accelerare la ripresa del servizio è stata attivata una task force internazionale, con più di 50 persone provenienti da altri distributori del Gruppo Enel (Colombia, Argentina, Brasile, Italia) e si è attivato un supporto da remoto per le attività di gestione di back-office con personale di altri Paesi (Argentina, Colombia, Italia, Spagna).

Inoltre, per quanto riguarda i canali di contatto con gli utenti del servizio di distribuzione, nel 2024 sono state lanciate campagne di comunicazione su tutti i canali, con un focus sull'incentivazione all'uso dei canali digitali e sull'aggiornamento dei dati di contatto, essenziali per raggiungere rapidamente i clienti in caso di emergenze, soprattutto quelli più vulnerabili. Un importante passo avanti è stato compiuto in Brasile, dove, per raggiungere i clienti in modo più tempestivo, abbiamo implementato servizi di tracking automatico via WhatsApp ed e-mail con indicazioni sempre più precise sui tempi di ripristino del servizio nelle aree di San Paolo e Ceará.

Infine, nell'ambito dell'attività di advocacy a sostegno degli investimenti nella qualità del servizio e resilienza delle reti, nel 2024 in Italia si sono costituiti i primi tavoli tecnici e sono state presentate le prime proposte al Regolatore in tema di semplificazione dei sistemi di incentivazione.

Target

ESRS S4-5

KPI	POLITICHE	PERIMETRO	BASELINE	CONSUNTIVO 2024	TARGET	STATO
Nuovi prodotti e servizi inclusivi – Offerta di nuovi prodotti e servizi dedicati ai clienti con vulnerabilità	La Politica sui Diritti Umani del Gruppo Enel promuove una transizione energetica "giusta per tutti", rispetto per le diversità e non-discriminazione.	Enel a livello globale (clienti commodity e beyond commodity B2C). Fase della value chain: downstream.	Anno: 2024 Valore: **12** nuovi prodotti e servizi inclusivi	12	**Almeno 3 nuovi prodotti e servizi inclusivi nel periodo 2025-2027**	→
Reclami commerciali ogni 10.000 clienti	La Policy n. 1183 di Enel X Global Retail fornisce le linee guida sul processo di monitoraggio e classificazione dei reclami con il dettaglio delle modalità di calcolo del KPI al fine di massimizzare la qualità del servizio e aumentare la soddisfazione dei clienti.	Enel a livello globale (clienti commodity per i segmenti B2C/B2B/B2G e clienti beyond commodity per il segmento B2C). Fase della value chain: downstream.	Anno: 2022 Valore: **212** reclami commerciali ogni 10.000 clienti	167 reclami commerciali ogni 10.000 clienti	**158 reclami commerciali ogni 10.000 clienti al 2025**(1)	→
SAIDI – L'indicatore di continuità del servizio è definito come la durata media in minuti delle interruzioni di fornitura per ciascun cliente servito	Istruzione Operativa interna al Gruppo ha lo scopo di stabilire criteri di calcolo uniformi per gli indicatori di durata e frequenza delle interruzioni(2)	Paesi "core". Fase della value chain: Operations.	Anno: 2020(3) Valore: **259** minuti	173 minuti(4)	**160 minuti al 2027**	→

Non in linea | In linea | Raggiunto

(1) Nel 2025 il perimetro geografico include anche Ceará (Brasile) e Argentina.

(2) GRI-GRI-OPI-CO&M-0004 del 5 dicembre 2024.

(3) Il perimetro include società di distribuzione che non fanno più parte del Gruppo Enel.

(4) Includendo i Paesi non-Core (Argentina e Perù), il valore del SAIDI è pari a 205,2.

Metodologie di calcolo

Nuovi prodotti e servizi inclusivi: dal 2025 il perimetro del target è stato rivisto per includere esclusivamente prodotti e servizi a catalogo (per esempio, tariffe agevolate, soluzioni di finanziamento dedicate ai clienti vulnerabili ecc.) focalizzandosi sui Paesi in cui il mercato non attenziona particolarmente questo bacino di utenti. Pur continuando a offrire servizi ancillari e sviluppare iniziative di ingaggio (per esempio, per l'inclusività dei canali fisici e digitali di Enel, per una maggiore informazione sulle modalità di accesso a incentivi e bonus sociali ecc.), la revisione di questo KPI mira a focalizzare l'impegno del business nello sviluppo di soluzioni di valore per i clienti più vulnerabili.

Reclami commerciali ogni 10.000 clienti: ogni anno, a partire dalla misurazione di chiusura dell'anno precedente, viene definito un valore target globale e per singolo Paese che recepisce le azioni di miglioramento da implementare nell'anno ed eventuali delta di perimetro o cambi di processo. Il KPI viene registrato nel sistema di CRM aziendale e viene monitorato e tracciato con regolare frequenza durante l'anno grazie al sistema near real time della Global Customer Room di Enel, con l'obiettivo di analizzare gli scostamenti rispetto ai target prefissati e di identificare eventuali opportunità di miglioramento del servizio e quindi della customer satisfaction.

SAIDI: la formula di calcolo, riportata di seguito e standardizzata per tutte le aziende di distribuzione, considera tutte le interruzioni di fornitura di energia elettrica di durata superiore a tre minuti. Sono escluse da tale computo le interruzioni dovute a cause non direttamente imputabili all'impresa di distribuzione, quali, per esempio, cause di forza maggiore.

Formula di calcolo: SAIDI, or System Average Interruption Duration Index, rappresenta il tempo medio di interruzione della fornitura a un cliente connesso in Bassa Tensione (BT). È calcolato per le interruzioni lunghe ed è espresso in minuti per cliente attraverso la seguente formula, dove:

$$SAIDI = \frac{\Sigma_{i}^{n}=_{1} D_i \times U_i}{U_t}$$

- U_i è il numero di clienti BT interrotti durante la i-esima interruzione lunga o a tutti i livelli di tensione oppure per un selezionato livello di tensione;
- D_i è la durata dell'i-esima interruzione;
- U_t è il numero totale dei clienti BT serviti dalla società di distribuzione alla fine del periodo. Il numero dei clienti BT deve essere aggiornato mensilmente da ciascuna società di distribuzione. Il numero totale dei clienti BT serviti è riferito al perimetro nel quale l'indice è calcolato (Società, Territorio, Linea MT ecc.);
- n è il numero delle interruzioni in uno specifico periodo.

- **Frequenza del monitoraggio**: mensile.
- **Evoluzione del target dalla baseline**: dal 2020 a oggi si è avuto un significativo miglioramento delle performance grazie agli investimenti tecnologici eseguiti sulla rete, a efficientamenti operativi e ad attività di manutenzione finalizzate a ridurre il tempo medio di interruzione del servizio e il numero di clienti che subiscono il disservizio.




3
2
1
enel
La Prima Vera Energia.
enel



Informazioni sulla governance

IRS

Di seguito si riportano i risultati di Gruppo del processo di doppia materialità 2024 per le tematiche relative a "Condotta d'impresa", con il dettaglio degli IRO materiali individuati che hanno guidato l'elaborazione della presente sezione.

SOTTOTEMA	DESCRIZIONE IRO	TIPO	TARGET
ALTRI PROGRAMMI DI COMPLIANCE **Sotto-sottotema** Conformità alle altre leggi e regolamenti	Benefici reputazionali derivanti dalla positiva valutazione da parte del mercato in merito alla trasparenza che la Società assicura nella diffusione di informazioni in materia di corporate governance, in conformità con la normativa vigente e con le best practice nazionali e internazionali.	☆	Allineamento costante con raccomandazioni e best practice nazionali e internazionali in materia di corporate governance.

☆ Opportunità

Il sistema di corporate governance di Enel è conforme ai princípi contenuti nel Codice italiano di Corporate Governance ed è ispirato alle best practice internazionali, alla luce anche delle raccomandazioni dei principali proxy advisor e di primari investitori istituzionali.

Al riguardo, Enel ritiene conforme a un proprio specifico interesse – oltre che a un dovere nei confronti del mercato – assicurare un rapporto costante e aperto, fondato sulla comprensione reciproca dei ruoli, con la generalità degli azionisti e obbligazionisti nonché con gli investitori istituzionali e le associazioni rappresentative degli stessi, al fine di accrescere il relativo livello di comprensione circa le attività svolte dalla Società e dal Gruppo. Enel intrattiene con tali interlocutori un dialogo basato sui princípi di correttezza e trasparenza, nel rispetto della disciplina comunitaria e nazionale in tema di abusi di mercato, nonché in linea con le best practice internazionali. Al fine di disciplinare le modalità di svolgimento di tale dialogo, nel mese di marzo 2021 il Consiglio di Amministrazione della Società ha adottato un'apposita Engagement Policy che ha cristallizzato in larga parte le prassi già seguite da Enel e nella cui elaborazione si è tenuto conto delle best practice adottate in materia da parte degli investitori istituzionali e riflesse nei codici di stewardship.

Nel corso del 2024 la Società ha quindi mantenuto un dialogo costante con gli investitori istituzionali e gli analisti finanziari in merito a tematiche sia economico-finanziarie sia ESG; in tale contesto la Società ha condotto un'attività di engagement su temi di governo societario, ambientali e sociali nel periodo compreso tra la fine del mese di gennaio e l'inizio del mese di marzo 2024 con i principali proxy advisor e alcuni rilevanti investitori istituzionali presenti nel capitale di Enel.

Nell'ambito del Gruppo Enel, inoltre, trova applicazione un apposito regolamento che contiene le disposizioni relative alla gestione e al trattamento in ambito aziendale delle informazioni riservate, e individua le procedure per la comunicazione all'esterno di documenti e informazioni riguardanti Enel e le società controllate, con particolare riferimento alle informazioni privilegiate. Esso è adottato in attuazione di quanto raccomandato dal Codice italiano di Corporate Governance e di quanto indicato nelle Linee Guida CONSOB sulla gestione delle informazioni privilegiate, nonché nel rispetto della normativa vigente, comunitaria e nazionale, in materia di market abuse.

Condotta d'impresa

ESRS G1

215

SEGNALAZIONI RICEVUTE AL CODICE ETICO

207 nel 2023

45

VIOLAZIONI DEL CODICE ETICO

47 nel 2023

93,5%

DIPENDENTI FORMATI SULLE POLITICHE E PROCEDURE ANTICORRUZIONE

49,6% nel 2023

Canale Whistleblowing e segnalazioni degli stakeholder

ESRS G1-1; S1-3; S2-3; S3-3; S4-3; S1-17

Gli stakeholder interni ed esterni[76] del Gruppo possono segnalare, anche in forma anonima, ogni violazione – o sospetto di violazione – dei Compliance Program ovvero comportamenti, atti od omissioni che ledono l'integrità della Società e che costituiscono un illecito rilevante ai sensi della normativa in materia di whistleblowing, tramite un'unica piattaforma a livello di Gruppo ("Ethics Point") accessibile dall'indirizzo www.enel.ethicspoint.com[77], pubblicata sul sito web di Gruppo e sulla intranet aziendale. La piattaforma, disponibile nelle principali lingue del Gruppo (inglese, italiano, spagnolo e portoghese), consente di inviare le segnalazioni nelle seguenti modalità:

- in forma scritta, via web;
- in forma orale, telefonicamente;
- ovvero, su richiesta del segnalante, mediante un incontro diretto fissato entro un termine ragionevole, attraverso i suddetti canali.

Sul sito web di Gruppo è altresì pubblicato un documento informativo contenente le indicazioni sui presupposti, le procedure e i canali di gestione delle segnalazioni, al fine di rafforzare la consapevolezza dei whistleblower nel fare affidamento a tali strumenti.

Nel corso del 2024, sono inoltre proseguite le iniziative di formazione e sensibilizzazione realizzate dalle società del Gruppo Enel per la promozione di comportamenti in linea con il Compliance Program e per la diffusione della conoscenza del canale whistleblowing, tra le quali le newsletter rivolte ai dipendenti sulle tematiche etiche e sul canale whistleblowing, gli eventi organizzati con gli stakeholder interni ed esterni per aumentare la consapevolezza su temi di compliance e sul rispetto dell'integrità delle persone (per esempio, conflitto di interessi/corruzione; harassment ecc.).

76. Chiunque può effettuare una segnalazione alla piattaforma Whistleblowing. A titolo esemplificativo e non esaustivo: le persone delle società del Gruppo, siano essi amministratori, dipendenti o collaboratori; gli ex dipendenti o le persone coinvolte in processi di recruiting; i lavoratori autonomi, liberi professionisti o consulenti titolari di un rapporto di collaborazione con le società del Gruppo; i lavoratori o collaboratori che forniscono beni o servizi o che realizzano opere in favore delle società del Gruppo; i volontari, retribuiti o non retribuiti, che prestano la propria attività; gli azionisti e le persone con funzioni di amministrazione, direzione, controllo, vigilanza o rappresentanza, anche qualora tali funzioni siano esercitate in via di mero fatto; i rappresentanti di comunità locali, i clienti o altri stakeholder.
77. Al Canale Etico possono essere indirizzate anche segnalazioni rilevanti ai fini degli impegni del Gruppo in materia di diritti umani.

Le segnalazioni sono gestite seguendo uno specifico processo codificato nella politica "Gestione delle segnalazioni (Whistleblowing)"[78], illustrato anche nella Politica sui Diritti Umani, al punto 3.1 "Segnalazioni degli stakeholder", e sintetizzato di seguito.

INVIO DELLA SEGNALAZIONE

Per ogni stakeholder è garantita la massima riservatezza e anonimato. Gli stakeholder possono inviare segnalazioni attraverso canali di contatto fisici od online

ANALISI DELLA SEGNALAZIONE

La Funzione Audit riceve e analizza le segnalazioni e assicura che vengano condotte le necessarie indagini

AZIONI CONSEGUENTI ALLE VIOLAZIONI

Nel caso si accerti una violazione, le strutture aziendali competenti definiscono i provvedimenti conseguenti e possono essere valutati specifici piani d'azione

SISTEMA DI GESTIONE E MONITORAGGIO

Il Gruppo si è dotato di un sistema informativo per la gestione e il monitoraggio delle segnalazioni e delle violazioni accertate

Gli elementi chiave del meccanismo sono:
- tutela della riservatezza;
- tutela contro ogni forma di ritorsione nei confronti del segnalante e degli altri soggetti tutelati dalla legge[79];
- protezione contro accuse infondate formulate con dolo o colpa grave per nuocere o arrecare pregiudizio a persone fisiche.

La gestione del canale whistleblowing è affidata alla Funzione Audit, che impiega personale specificatamente formato per tale attività. A tal proposito si evidenzia che è stato realizzato un apposito corso di formazione rivolto alla Funzione Audit con un approfondimento specifico sugli aspetti normativi e sulla gestione operativa del canale di segnalazione.

La Funzione Audit riceve e analizza le segnalazioni fornendo avviso di ricevimento e riscontro al segnalante e assicura le relative attività di verifica, garantendo omogeneità di trattamento a livello di Gruppo, nel rispetto delle previsioni contenute nelle politiche aziendali e nella normativa locale.

Qualora, a seguito di una segnalazione, venga accertata una violazione dei princípi contenuti nei Compliance Program o che ledono l'integrità della Società, le strutture aziendali competenti definiscono i conseguenti provvedimenti da porre in essere, in linea con quanto disposto dalle norme nazionali applicabili.
La Funzione Audit assicura il monitoraggio di tutte le segnalazioni ricevute tramite il canale whistleblowing e riporta le violazioni emerse:
- al Comitato Controllo e Rischi, al Presidente del Consiglio di Amministrazione e all'Amministratore Delegato di Enel SpA, i quali valutano l'opportunità di comunicare al Consiglio di Amministrazione i casi più significativi;
- agli organismi societari delle società controllate direttamente e indirettamente per le tematiche di competenza.

Nel corso del 2024 sono pervenute 215[80] segnalazioni, registrando un aumento del 3,9% rispetto a quelle ricevute nel 2023 (207). In particolare, le violazioni accertate sono riferibili a comportamenti di dipendenti e/o fornitori non conformi alle politiche per la tutela della persona o alle procedure interne, tra cui:
- "conflitti di interessi/corruzione" per il perseguimento di interessi personali e/o a pregiudizio dell'Azienda;
- "frode/appropriazione indebita" a danno dell'Azienda;
- "pratiche di lavoro", riconducibili a condotte inappropriate da parte di singoli dipendenti lesive del rispetto per le diversità e non-discriminazione e al mancato rispetto delle politiche interne in materia di salute e sicurezza, princípi sanciti dalla Politica sui Diritti Umani di Gruppo.

Si evidenzia che i casi accertati di violazione[81] si riferiscono a condotte puntuali e/o interessi privati dei singoli responsabili a pregiudizio di Enel e non hanno implicato condanne o sanzioni pecuniarie a carico delle società quotate del Gruppo.

78. La Politica "Gestione delle segnalazioni (Whistleblowing)" è disponibile sulla intranet aziendale nelle principali lingue del Gruppo (inglese, italiano, spagnolo e portoghese).
79. Specifiche disposizioni della Politica "Gestione delle segnalazioni (Whistleblowing)" prevedono l'adozione di misure disciplinari nei confronti di chi abbia messo in atto o minacciato di mettere in atto qualunque forma di ritorsione nei confronti dei whistleblower e degli altri soggetti sottoposti a tutela.
80. I dati sulle segnalazioni 2024, riportati anche nelle tabelle di seguito, non includono n. 3 segnalazioni anonime riferite alle società peruviane e ricevute prima dell'operazione di disposal finalizzata in data 12 giugno 2024. Le n. 3 segnalazioni, tutte relative a tematiche inerenti le pratiche di lavoro, vedono come stakeholder la categoria dipendenti. Le analisi hanno accertato n. 2 violazioni, di cui 1 per harassment.
81. Le violazioni accertate non hanno riguardato gravi incidenti sui diritti umani, quali per esempio, lavoro forzato, tratta di esseri umani o lavoro minorile.

Oltre ad aver adottato provvedimenti disciplinari e/o sanzioni nei confronti dei soggetti responsabili, nel corso dell'anno sono proseguite le iniziative di formazione e sensibilizzazione realizzate dalle società del Gruppo Enel per la promozione di comportamenti in linea con il Compliance Program e le politiche adottate.

	UM	2024	2023	2024-2023	
Segnalazioni totali ricevute[1][2]	n.	**215**	**207**	**8**	**3,9%**
Segnalazioni ricevute per tipologia di stakeholder:					
Da stakeholder interni	n.	34	30	4	13,3%
Da stakeholder esterni	n.	32	33	(1)	-3,0%
Anonime	n.	149	144	5	3,5%
Segnalazioni ricevute per stakeholder leso o potenzialmente leso:					
Azionista	n.	79	66	13	19,7%
Cliente	n.	9	12	(3)	-25,0%
Dipendente	n.	86	78	8	10,3%
Collettività	n.	2	4	(2)	-50,0%
Fornitori	n.	39	47	(8)	-17,0%
Segnalazioni relative a episodi di:					
Conflitto di interessi/corruzione	n.	51	34	17	50,0%
Appropriazione indebita	n.	24	28	(4)	-14,3%
Pratiche di lavoro	n.	113	118	(5)	-4,2%
Comunità e società	n.	2	1	1	100,0%
Altre motivazioni	n.	25	26	(1)	-3,8%

(1) Nel corso del 2024 si è conclusa l'analisi delle segnalazioni ricevute nel 2023. Per tale ragione una segnalazione è stata riclassificata da "pratiche di lavoro" ad "altro".

(2) Delle 215 segnalazioni ricevute nel 2024, 43 risultano in corso di analisi. I dati sulle segnalazioni 2024, non includono n. 3 segnalazioni anonime riferite alle società peruviane e ricevute prima dell'operazione di disposal finalizzata in data 12 giugno 2024. Le n. 3 segnalazioni, tutte relative a tematiche inerenti alle pratiche di lavoro, vedono come stakeholder la categoria dipendenti. Le analisi hanno accertato n. 2 violazioni, di cui 1 per harassment.

Violazioni[1] relative a episodi di:	**Azionista**		**Dipendente**		**Fornitore**		**Cliente**		**Collettività**		**Totale per tipologia di episodio**	
	2024	**2023**	**2024**	**2023**	**2024**	**2023**	**2024**	**2023**	**2024**	**2023**	**2024**	**2023**
Conflitto di interessi/corruzione	**11**	3			**1**	2	**1**	2			**13**	7
Appropriazione indebita	**11**	10		1	**2**						**13**	11
Pratiche di lavoro[2]		2	**9**	11	**5**	6				1	**14**	20
Comunità e società											**-**	-
Altre motivazioni	**2**	4	**1**	1		1	**2**	3			**5**	9
Totale per stakeholder	**24**	19	**10**	13	**8**	9	**3**	5	**-**	1	**45**	47

(1) Nel corso del 2024 si è conclusa l'analisi delle segnalazioni ricevute nel 2023. Per tale ragione il numero di violazioni accertate relative al 2023 è passato da 41 a 47. Tra le 6 violazioni aggiuntive, 2 sono di appropriazione indebita – rispettivamente una in Argentina e una in Italia – 2 violazioni sono relative a pratiche di lavoro in Brasile e 2 casi riguardano il mancato rispetto delle procedure aziendali (uno in Cile e uno in Italia).

(2) Delle 14 violazioni in materia di pratiche di lavoro, 7 sono relative a casi di discriminazione sui luoghi di lavoro, in particolare di harassment.

Violazioni relative a episodi di conflitto di interessi e azioni intraprese

	UM	2024	2023	2024-2023	
Numero di violazioni	n.	13	7	6	85,7%
Azioni intraprese	n.	11	9	2	22,2%
- di cui: azioni intraprese nei confronti dei dipendenti in risposta a episodi di violazione per conflitto di interessi/corruzione	n.	9	5	4	80,0%
- di cui: azioni intraprese nei confronti degli appaltatori in risposta a episodi di violazione per conflitto di interessi/corruzione	n.	2	4	(2)	-50,0%

Si rimanda al paragrafo "Lotta alla corruzione attiva e passiva" per i dati complessivi sui casi di conflitto di interessi/corruzione accertati.

Lotta alla corruzione attiva e passiva

ESRS G1-1; G1-3; G1-4

SOTTOTEMA	DESCRIZIONE IRO	TIPO	TARGET/ PIANO D'AZIONE
CORRUZIONE ATTIVA E PASSIVA **Sotto-sottotema** Sistemi a presidio dell'anticorruzione	Contributo alla sensibilizzazione e alla diffusione dei princípi di integrità ed etica nella condotta aziendale.	Impatto positivo	Formazione sulle tematiche etiche (per esempio, Modello 231, Sistema di Gestione Anticorruzione, Enel Global Compliance Program).

In osservanza del decimo principio del Global Compact, in base al quale "le imprese si impegnano a contrastare la corruzione in ogni sua forma, incluse l'estorsione e le tangenti", Enel intende perseguire il proprio impegno di lotta alla corruzione, in tutte le sue forme, dirette e indirette, applicando i princípi declinati nei pilastri del proprio Sistema di Controllo Anticorruzione.

Il Sistema di Controllo Anticorruzione di Enel si fonda sull'impegno del Gruppo alla lotta alla corruzione, applicando criteri di trasparenza e di condotta secondo quanto dettagliato nel Piano Tolleranza Zero alla Corruzione ("Piano TZC") e confermato nella Politica Anticorruzione[82] adottata ai sensi dello standard internazionale ISO 37001:2016 (in materia di sistemi di gestione anticorruzione). Unitamente al Piano TZC, i pilastri in cui si articola il Sistema di Controllo Anticorruzione di Enel sono il Codice Etico, i Modelli di prevenzione dei principali rischi penali e l'Enel Global Compliance Program ("EGCP").

I citati presídi di governance, unitamente al corpo procedurale vigente, delineano un efficace sistema di prevenzione, parte integrante del Sistema di Controllo Interno del Gruppo.

Nel 2024 il piano della Funzione Audit[83] ha compreso analisi sull'adeguatezza del Sistema di Controllo Interno rilevanti ai fini dell'Anticorruzione per tutte le Linee di Business e le Funzioni di Staff del Gruppo; i programmi di lavoro di audit specifici hanno compreso verifiche per la valutazione del rischio e dell'adeguatezza del disegno e dell'operatività dei controlli, a complemento delle attività periodiche su base campionaria previste dai compliance program adottati dalle società del Gruppo.

Nel 2017 Enel SpA ha ottenuto la certificazione di conformità del proprio Sistema di Gestione Anticorruzione allo standard internazionale ISO 37001:2016 ("Anti-Bribery Management System"). A valle dell'ottenimento della certificazione anticorruzione *ex* ISO 37001 da parte di Enel SpA, il piano di certificazione 37001 è stato progressivamente esteso alle principali società controllate del Gruppo italiane ed estere, garantendo il mantenimento di quelle già ottenute.

Per quanto riguarda le attività sulle Funzioni considerate a rischio corruzione, data la rilevanza della tematica, tutte le Funzioni aziendali sono considerate potenzialmente esposte a tale rischio e pertanto destinatarie dei programmi di formazione specifica.

	UM	2024	2023	2024-2023	
Percentuale di funzioni a rischio corruzione coinvolte in programmi di formazione contro la corruzione attiva e passiva	%	**100**	**n.d.**	**-**	**-**

Sulla base delle segnalazioni ricevute tramite la piattaforma di whistleblowing, nel corso dell'anno sono stati accertati 13 casi di "Conflitto di interessi/corruzione" per il perseguimento di interessi personali e/o a pregiudizio del Gruppo, con il coinvolgimento di personale interno e/o delle imprese appaltatrici e la conseguente irrogazione di 11 provvedimenti, di cui 9 azioni disciplinari verso personale Enel (per esempio, licenziamento, sospensioni, richiami) e 2 azioni sanzionatorie nei confronti delle aziende appaltatrici (per esempio, multe, richiami).

82. Ultimo aggiornamento 3 maggio 2024.
83. Le verifiche ai fini del Sistema di Controllo Anticorruzione di Enel assicurano la copertura triennale dei principali processi aziendali a rischio.

A seguito di controlli nell'ambito delle operazioni aziendali sono inoltre stati individuati ulteriori 5 casi di "Corruzione" per il perseguimento di interesse privato, per i quali 5 dipendenti sono stati oggetto di licenziamento. Si evidenzia che i casi accertati di conflitto di interessi/corruzione si riferiscono a interessi privati dei singoli responsabili a pregiudizio di Enel e non hanno implicato condanne o sanzioni pecuniarie a danno delle società quotate del Gruppo.

Formazione sulle tematiche etiche

La formazione online su tematiche etiche è estesa a tutti i dipendenti delle società italiane ed estere del Gruppo. Si menziona, a titolo di esempio, la formazione relativa a:

- **Modello 231**, con l'obiettivo di diffondere la conoscenza degli elementi base della responsabilità amministrativa degli enti e del modello di organizzazione e gestione adottato, al fine di assicurare un'efficace attuazione dei princípi di comportamento e procedurali in esso contenuti;
- **Video Pillole OdV il caso è risolto**, con l'obiettivo di approfondire, attraverso casi concreti, alcune fattispecie rilevanti previste dal decreto legislativo n. 231 del 2001, di pertinenza esclusiva del perimetro Italia;
- **Codice Etico**, con l'obiettivo di sensibilizzare tutti i dipendenti del Gruppo sull'importanza delle previsioni ivi contenute e promuovere l'adozione di comportamenti coerenti con tali previsioni, anche attraverso l'illustrazione di vicende accadute;
- **Programma Anticorruzione Enel**, con l'obiettivo di contribuire a rafforzare la consapevolezza sul tema della corruzione attraverso approfondimenti sui comportamenti da tenere, in linea con le procedure aziendali in materia di ricezione di omaggi e ospitalità, in materia di sponsorizzazioni e sul whistleblowing;
- **Enel Global Compliance Program**, strumento di governance volto a rafforzare l'impegno etico e professionale del Gruppo per prevenire la commissione al di fuori dell'Italia di illeciti da cui possa derivare responsabilità penale d'impresa e i connessi rischi reputazionali.

I corsi sono obbligatori e vengono periodicamente aggiornati.

Formazione sulle politiche e procedure anticorruzione

	UM	2024	2023	2024-2023	
Formazione sulle politiche e procedure anticorruzione	n.	**56.349**	**30.304**	**26.045**	**85,9%**
	%	93,5	49,6	43,9	-
Formazione per area geografica					
Italia	n.	**31.135**	**15.952**	**15.183**	**95,2%**
	%	98,8	50,7	48,1	-
Iberia	n.	**8.085**	**4.038**	**4.047**	**-**
	%	87,3	42,5	44,8	-
Resto del mondo	n.	**17.129**	**10.314**	**6.815**	**66,1%**
	%	87,9	51,4	36,5	-

Piano di miglioramento anticorruzione

Al fine di tracciare l'efficacia dei programmi formativi in materia di anticorruzione, Enel monitora su base semestrale i livelli di diffusione e di frequenza dei relativi corsi, attraverso i sistemi informativi aziendali che gestiscono le piattaforme di e-learning.

I risultati delle attività di monitoraggio sono oggetto di report periodici agli organi di controllo.

Influenza politica e attività di lobbying

ESRS G1-5

Enel svolge attività di advocacy in materia di lotta ai cambiamenti climatici e di protezione della natura, per promuovere politiche coerenti con l'Accordo di Parigi e con l'impegno a perseguire gli obiettivi del Kunming-Montreal Global Biodiversity Framework[84].

Il coordinamento delle attività di advocacy avviene a livello di Holding attraverso la Funzione di Legal Corporate Regulatory and Antitrust, garantendo coerenza strategica con il supporto dei Paesi e delle Linee di Business Globali, assicurando costantemente l'allineamento delle proprie azioni di advocacy[85] agli obiettivi e alla strategia aziendale. Nello svolgimento di tali attività, Enel è impegnata a comportarsi in modo trasparente e responsabile. In tal senso è iscritta allo European Transparency Register[86], le cui attività specifiche sono legate alle principali proposte legislative e/o politiche dell'UE.

Per quanto riguarda le attività di lobbying relative al clima si rimanda al paragrafo "Il sistema di advocacy di Enel su politiche climatiche e una transizione energetica giusta". Di seguito si riporta una sintesi delle attività in materia ambientale.

Advocacy diretta – Posizionamento sulle politiche ambientali

Nel corso del 2024 il Gruppo ha consolidato la sua partecipazione a iniziative globali, europee e a dialoghi multilaterali per promuovere la transizione energetica e l'innovazione nel settore.

A livello europeo ha supportato le attività delle istituzioni finalizzate alla pubblicazione di una serie di normative in ambito ambientale (tra cui quelle relative alle emissioni in aria, monitoraggio del suolo ecc.) e ha preso parte a momenti di confronto circa l'introduzione di incentivi per azioni positive sulla natura, la resilienza idrica e la creazione di un mercato unico europeo sui rifiuti. In particolare, nell'ambito della pubblicazione ufficiale della nuova **Legge sul ripristino della Natura**, ha promosso sinergie tra il recupero delle aree degradate e lo sviluppo delle energie rinnovabili. Inoltre, il Gruppo ha partecipato attivamente alla revisione delle **Direttive sulla qualità dell'aria**, promuovendo l'adozione di tecnologie a emissioni zero. Enel ha altresì supportato attivamente le istituzioni nel disegno della nuova normativa in materia di **Protezione dei consumatori contro informazioni ambientali scorrette**.

Advocacy indiretta – Collaborazioni con associazioni e organizzazioni

Enel attribuisce grande valore al confronto con i principali network di Sostenibilità globali (tra i quali il Global Compact delle Nazioni Unite, il World Business Council for Sustainable Development, CSR Europe per l'evoluzione normativa legata all'EU Green Deal, TNFD, WWF ecc.), riconoscendo l'importanza del dialogo e della cooperazione nello sviluppo di nuovi framework internazionali attraverso la partecipazione attiva in tavoli di lavoro in ambito ambientale (come il Coalition Linking Energy And Nature for action promosso dal WWF) e sociali (Taskforce on Inequality and Social-related Financial Disclosures del BCTI - Business Commission to Tackle Inequality, lanciata durante l'ultima Assemblea Generale delle Nazioni Unite a New York). In questo contesto partecipa attivamente agli eventi globali di maggiore rilievo, come le Conference of the Parties sul clima e sulla natura, confermando il suo impegno verso gli obiettivi di Sostenibilità dell'Agenda 2030, con particolare attenzione a clima, natura e tematiche sociali, in modo da guidare la transizione energetica attraverso soluzioni energetiche innovative e responsabili. Per esempio, durante la COP16, in qualità di membro del GRI, ha preso parte a un evento dedicato al nuovo GRI Biodiversity Framework, condividendo il case study "Enel sull'integrazione tra TNFD e GRI" sulla valutazione degli impatti e definizione dei piani d'azione sulla biodiversità.

Infine, Enel è coinvolta in diverse associazioni attive sul tema dell'**economia circolare** (per esempio, ESIA – European Semiconductor Industry Association, IRENA AFID – Alliance for Industry Decarbonization, Wind Europe, Solar Power Europe, Global Alliance for Sustainable Energy), con l'obiettivo di collaborare con le altre aziende del settore energetico per migliorare la tracciabilità delle materie prime lungo la catena del valore.

84. Global Biodiversity Framework Kunming-Montreal del 2022 nella COP 16 sulla natura tenuta a Cali (Colombia).
85. Enel non finanzia partiti né in Italia né all'estero, loro rappresentanti o candidati né effettua sponsorizzazioni di congressi o feste che abbiano un fine esclusivo di propaganda politica.
86. https://transparency-register.europa.eu/searchregister-or-update/organisation-detail_en?id=6256831207-27, numero 6256831207-27. Con la sua registrazione Enel ha sottoscritto il Transparency Register Code of Conduct, dichiarando inoltre di essere vincolata al Codice Etico di Enel.

Gestione dei diritti umani

Il sistema di gestione dei diritti umani di Enel si basa sui tre pilastri dei Princípi Guida delle Nazioni Unite:

L'IMPEGNO DI ENEL

Si articola in:

- l'**approccio strategico** ai diritti umani nelle attività di business
- l'**impegno pubblico** di Enel: la Politica sui Diritti Umani
- l'**integrazione** di tale impegno in:
  - le politiche e procedure operative
  - la formazione
  - la governance

IL PROCESSO DI DUE DILIGENCE

Si articola in:

- l'**identificazione** dei **temi salienti**
- l'identificazione dei gap e definizione dei potenziali piani di miglioramento
- le **relazioni con gli stakeholder** (luogo di lavoro, processi di acquisto e relazioni con business partner, comunità, clienti e temi trasversali e specifici)

L'ACCESSO AL RIMEDIO

Si articola in:

- l'impegno di Enel a fornire un adeguato **rimedio** in caso di impatti
- le informazioni sui **canali di segnalazione**
- l'applicazione del **rimedio** nei progetti legacy

L'impegno pubblico di Enel: la Politica sui Diritti Umani

ESRS G1-1; ESRS S1-1; ESRS S2-1; ESRS S3-1; ESRS S4-1

Il rispetto dei diritti umani è l'elemento fondante per perseguire un progresso sostenibile. Il modello di business di Enel si basa sulla generazione di valore sostenibile, insieme ai propri stakeholder, interni o esterni, sulla continua innovazione, sulla ricerca dell'eccellenza e sul rispetto dei diritti umani lungo tutta la catena del valore. Questo si traduce nel rifiuto di pratiche come la schiavitù moderna, il lavoro forzato e il traffico di persone, nella promozione della diversità, dell'inclusione, del pari trattamento, delle opportunità, e nella garanzia che le persone vengano trattate degnamente e valutate per la loro unicità, siano esse all'interno del Gruppo o lungo la catena del valore in cui quest'ultimo opera. I principali standard internazionali di riferimento cui si ispira l'impegno di Enel sono la Carta Internazionale dei Diritti Umani e le convenzioni dell'Organizzazione Internazionale del Lavoro (OIL) sottese alla Dichiarazione tripartita di princípi sulle imprese multinazionali e la politica sociale, che definiscono i diritti umani che Enel applica alla pratica di business.

L'impegno di Enel tiene anche conto:

- dei 10 princípi del Global Compact delle Nazioni Unite, cui ha aderito dal 2004 come membro attivo;
- della lettera di impegno, firmata da Enel nel 2019, in cui le Nazioni Unite hanno chiesto alle aziende di tutto il mondo di impegnarsi verso una transizione giusta e la creazione di posti di lavoro dignitosi;
- del framework delle Nazioni Unite "Proteggere, Rispettare e Rimediare", enunciato nei Princípi Guida su Imprese e Diritti Umani;
- delle Linee Guida OCSE destinate alle Imprese Multinazionali.

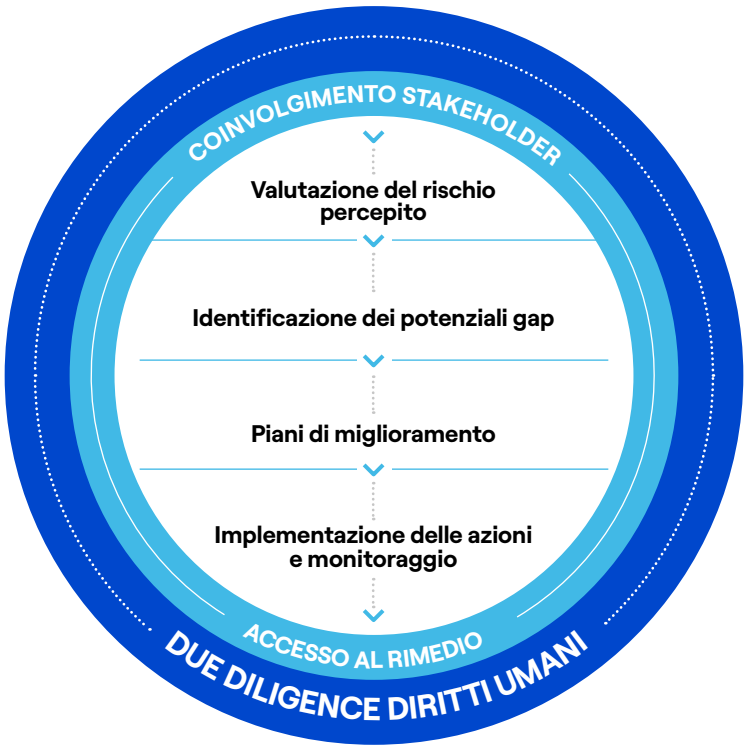
Tale impegno è riflesso in maniera chiara nella Politica sui Diritti Umani, che identifica 12 princípi suddivisi in due macro-tematiche: pratiche di lavoro e relazioni con le comunità. Il documento rafforza ed espande gli impegni già presenti in altri codici di condotta adottati da Enel, come il Codice Etico, il Piano Tolleranza Zero alla Corruzione e i modelli globali di compliance. Tale politica è stata elaborata e adottata già nel 2013 e aggiornata nel 2021 per tenere in considerazione l'evoluzione dei framework internazionali di riferimento e dei processi operativi, organizzativi e di gestione del Gruppo. L'aggiornamento è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA e poi adottato dalle società controllate. Enel si impegna ad attenersi a tali princípi in ogni Paese in cui opera, rispettando le diversità locali di tipo culturale, sociale ed economico, richiedendo che ogni stakeholder adotti una condotta in linea con questi princípi e prestando particolare attenzione ai contesti ad alto rischio o interessati da conflitti.

POLITICA SUI DIRITTI UMANI	DESCRIZIONE
CONTENUTI PRINCIPALI	La Politica sui Diritti Umani sancisce un impegno del Gruppo a: • considerare proattivamente i bisogni e le priorità delle persone e della società perché ciò permette di innovare processi e prodotti, aspetto chiave per un modello di business sempre più competitivo, inclusivo e sostenibile, e ciò anche attraverso l'adozione di princípi di circolarità, di protezione del capitale naturale e della biodiversità; • promuovere il coinvolgimento dei principali stakeholder esterni e interni al fine di aumentare la loro consapevolezza e sviluppare un dialogo costruttivo che possa fornire un prezioso contributo all'ideazione di soluzioni per mitigare i cambiamenti climatici.
AMBITO	• Tutte le attività del Gruppo e la sua catena del valore a monte e a valle.
IRO COPERTI E RIFERIMENTI	• Obiettivo specifico sul tema della cultura della salute e sicurezza (paragrafo "Salute e sicurezza"). • Obiettivo specifico relativo alle forniture con potenziali violazioni dei diritti umani (paragrafo "Lavoratori nella catena del valore"). • Obiettivo specifico riguardante le comunità con riferimento all'impatto sociale connesso alla chiusura delle centrali termoelettriche (paragrafo "Comunità interessate"). • Obiettivo relativo all'accesso all'energia di clienti vulnerabili (paragrafo "Consumatori e utilizzatori finali").
STAKEHOLDER COINVOLTI NELLA DEFINIZIONE	• I princípi della Politica sono stati identificati in base alla rilevanza che assumono nell'ambito delle attività e relazioni di business del Gruppo, e sono il risultato della consultazione di stakeholder rilevanti, svolta sulla base dei criteri elencati nella guida dell'UN Global Compact "Guide for Business: How to Develop a Human Rights Policy" (persone che lavorano all'interno dell'organizzazione, nonché fornitori, esperti di diritti umani, think tank, ONG, altre società).
DIFFUSIONE	• La Politica sui Diritti Umani è disponibile sul sito di Enel al seguente indirizzo: https://www.enel.com/content/dam/enel-com/documenti/investitori/sostenibilita/diritti-umani/enel-politica-diritti-umani-human-rights-policy_2021.pdf.

Il processo di due diligence di Enel

Enel, come richiesto dai Princípi Guida su Imprese e Diritti Umani delle Nazioni Unite e dalla Guida dell'Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico (OCSE) sul dovere di diligenza per la condotta d'impresa responsabile, ha definito un processo per valutare la robustezza del sistema di gestione a presidio dei diritti umani, che è stato codificato in una procedura interna applicata a livello globale. Il processo copre l'intera catena del valore nei diversi Paesi in cui il Gruppo opera e permette di valutare sia il livello di allineamento dei processi e delle procedure con i requisiti di gestione dei Princípi Guida delle Nazioni Unite, sia il livello di integrazione del rispetto dei princípi contenuti nella Politica sui Diritti Umani all'interno delle pratiche di business. Grazie a questo processo viene valutato il 100% delle politiche e delle procedure operative adottate, al fine di identificare eventuali rischi nella gestione delle operazioni, dirette e indirette, relative all'intera catena del valore e all'instaurazione di nuovi rapporti di business (per esempio, acquisizioni, fusioni, joint venture ecc.). Sulla base dei risultati ottenuti, se necessario, viene definito un piano di miglioramento.

In particolare, le attività, svolte in cicli triennali e coinvolgendo sia strutture interne al Gruppo sia esperti esterni di diritti umani e stakeholder chiave, prevedono:



Nel 2024 sono state portate avanti le attività relative al ciclo 2023-2025, completando così le fasi di valutazione del rischio percepito e dell'identificazione di potenziali gap a livello di Paese e a livello di Gruppo. Nel corso del 2025 verranno implementati i relativi piani di miglioramento, ove necessari. Al fine di rendere ancora più robusto il processo di analisi, il nuovo ciclo si avvale di un sistema informatico sviluppato internamente, che gestisce la raccolta e l'aggregazione. Il nuovo ciclo ha per oggetto la versione della Politica sui Diritti Umani aggiornata nel 2021. L'adozione di un sistema digitale permette maggiore tracciabilità del flusso delle informazioni e del relativo *iter* di approvazione, il consolidamento automatico delle informazioni raccolte nonché l'accuratezza dei risultati, riducendo l'attività manuale nella relativa raccolta, elaborazione e validazione grazie all'automazione.

Valutazione del rischio percepito (identificazione dei temi salienti)

L'identificazione dei temi salienti in materia di diritti umani e i relativi potenziali impatti consente di prioritizzare le attività e di tenere in considerazione le prospettive degli stakeholder interessati. La valutazione viene effettuata nei diversi Paesi di presenza del Gruppo e coinvolge stakeholder rilevanti ed esperti di diversi settori, tra cui società civile e istituzioni accademiche. Nello specifico, sono stati consultati lavoratori diretti e indiretti, rappresentanti della società civile di comunità locali e popolazioni indigene e tribali, sindacati, istituzioni locali, imprese e associazioni di categoria e clienti. Inoltre, sono previste attività periodiche di coinvolgimento di stakeholder ed esperti di Sostenibilità, con l'obiettivo di identificare i temi prioritari e materiali, ovvero gli impatti più significativi del Gruppo su economia, ambiente e persone, inclusi gli impatti sui diritti umani.

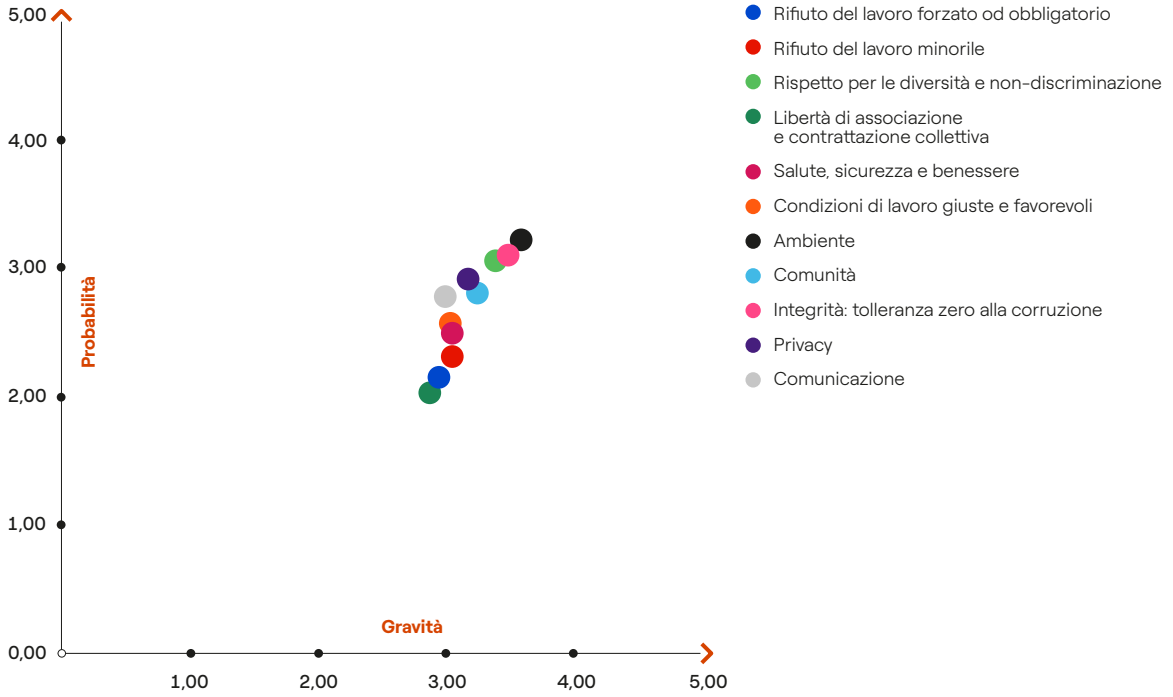
La rilevanza del rischio percepito è data dalla combinazione tra gravità e probabilità di una potenziale violazione dei diritti umani[87]. Di seguito i risultati:

- corruzione (integrità: tolleranza zero alla corruzione), ambiente, diversità e non discriminazione, relazioni con le comunità e privacy sono tra i temi con maggior salienza ("da monitorare"). In particolare, gli

87. I rischi sono catalogati in base alla seguente scala di valutazione: rischio accettabile (livello minimo), rischio da monitorare, rischio di alta priorità, rischio alto (livello massimo).

stakeholder appartenenti al perimetro geografico del Nord America hanno identificato la tutela della privacy come tema di maggiore salienza rispetto agli altri tre;

- le pratiche di lavoro (libertà di associazione e contrattazione collettiva, rifiuto del lavoro forzato e del lavoro minorile, condizioni di lavoro giuste e favorevoli, salute, sicurezza e benessere nei luoghi di lavoro) e i potenziali impatti derivanti dalle attività di comunicazione rivolte ai clienti si sono posizionati a un livello di rischio minimo ("livello accettabile").



Identificazione dei gap e definizione dei potenziali piani di miglioramento

Oltre all'identificazione dei temi salienti, il sistema di gestione prevede l'**identificazione dei gap**, volta ad analizzare i sistemi organizzativi e di controllo a presidio della corretta integrazione dei diritti umani nelle pratiche di business e a rilevare eventuali aree di miglioramento.

Tale processo si articola in due segmenti:

1. la valutazione dell'impianto generale delle procedure e dei processi operativi sulla base di quattro parametri definiti dai Princípi Guida delle Nazioni Unite:
   - impegno pubblico al rispetto dei diritti umani;
   - adozione di un processo di due diligence sui diritti umani;
   - elaborazione di piani d'azione per rimediare a eventuali gap identificati nel processo di due diligence;
   - adeguamento al contesto e alle norme locali;
2. la valutazione del livello di integrazione dei princípi contenuti nella Politica sui Diritti Umani all'interno delle pratiche di business.

Di seguito i risultati preliminari emersi nel 2024:

Princípi Politica sui Diritti umani	SDG	Sistema a presidio	Priorità d'azione
Pratiche di lavoro			
Rifiuto del lavoro forzato od obbligatorio		Robusto	Nessuna
Rifiuto del lavoro minorile		Robusto	Nessuna
Rispetto per le diversità e non-discriminazione		Robusto	Bassa
Libertà di associazione e contrattazione collettiva		Robusto	Nessuna
Salute, sicurezza e benessere		Robusto	Nessuna
Condizioni di lavoro giuste e favorevoli		Robusto	Nessuna
Comunità e società			
Ambiente		Robusto	Bassa
Rispetto dei diritti delle comunità		Robusto	Bassa
Rispetto dei diritti delle comunità locali		Robusto	Bassa
Rispetto dei diritti delle popolazioni indigene e tribali		Robusto	Bassa
Integrità: tolleranza zero alla corruzione		Robusto	Bassa
Privacy		Robusto	Bassa
Comunicazione		Robusto	Nessuna

Scale di riferimento dei valori di performance:
- Scala del sistema a presidio: Robusto (75%-100%); Buono (50%-74%); Sufficiente (25%-49%): Da migliorare (0%-24%).
- Scala delle priorità d'azione: nessuna; molto bassa; bassa; media; alta; molto alta.

In linea con quanto emerso nel ciclo precedente, **i presídi inclusi nel sistema di gestione posti per la mitigazione dei potenziali impatti sono robusti e consentono di gestire adeguatamente i temi salienti identificati**, il che, in base alle definizioni della classificazione inclusa nei Princípi Guida delle Nazioni Unite, significa che il sistema di **gestione dei temi efficace**. Ciò è confermato anche dal fatto che, pur avendo inserito maggiore granularità ai temi oggetto della valutazione o avendone aggiunti di nuovi, la valutazione ottenuta è stata migliorativa. È il caso, per esempio, del tema relativo a salute e sicurezza, in cui è stata aggiunta la dimensione del benessere psicofisico e della work-life integration, cui nel ciclo precedente era associata una bassa priorità d'azione e che nel ciclo attuale ha evidenziato un'assenza di priorità d'azione.

I piani di miglioramento

I risultati della fase precedente hanno permesso di identificare alcune aree di miglioramento, portando all'elaborazione di un piano di miglioramento sia a livello Paese sia a livello globale in fase di finalizzazione. Alcuni **esempi riguardano il potenziamento di attività di formazione in materia di diritti umani** attraverso il supporto e lo sviluppo di attività formative specifiche e campagne di comunicazione interna volte a sensibilizzare al rispetto degli impegni inclusi nella Politica sui Diritti Umani del Gruppo; lo sviluppo di una campagna di comunicazione e sensibilizzazione sulla Politica sui Diritti Umani indirizzata a tutti gli stakeholder rilevanti, con particolare focus sui fornitori; il potenziamento dei presídi in tema di valutazione dell'impatto ambientale e sociale e di accesso ai canali di segnalazione.

L'accesso al rimedio

Enel monitora costantemente eventuali impatti delle attività di business sugli stakeholder e, in caso siano presenti, si impegna a fornire adeguato rimedio. L'accesso al rimedio è garantito attraverso specifici meccanismi che permettono alle persone, interne o esterne all'Azienda, di segnalare l'esistenza di una tematica e ottenere una risposta:

- un canale di segnalazione (whistleblowing), a disposizione degli stakeholder interni ed esterni.
  Le segnalazioni sono gestite seguendo uno specifico processo codificato nella politica "Gestione delle segnalazioni anonime e non anonime", illustrato anche nella Politica sui Diritti Umani, al punto 3.1 "Segnalazioni degli stakeholder". Per ulteriori approfondimenti e per i dettagli sulle segnalazioni degli stakeholder, si veda il paragrafo "Valori e pilastri dell'etica aziendale";
- diversi processi e strumenti a disposizione delle comunità nell'area di influenza delle attività del Gruppo. Le persone che volessero mettersi in contatto con Enel possono farlo attraverso canali di territorio, quali team locale del Gruppo o persona responsabile, numeri verdi, o, in caso di comunità rurali isolate, leader locale disponibile a raccogliere periodicamente tutti gli eventuali reclami;
- canali informativi o di reclamo per clienti (via e-mail, sito web, numero verde).

Le segnalazioni sono gestite tramite canali dedicati e analizzate da uno specifico gruppo di lavoro affinché vengano intraprese le azioni più idonee, sia in fase di gestione del reclamo sia, soprattutto, in fase di prevenzione delle casistiche che lo hanno generato.

Trasparenza fiscale

GRI 207-1; 207-2; 207-3; 207-4

93%

COOPERATIVE COMPLIANCE INDEX (CCI) %

95% nel 2023

Di seguito si riportano i risultati di Gruppo del processo di doppia materialità 2024 per le tematiche relative a "Trasparenza fiscale", con il dettaglio degli IRO materiali individuati che hanno guidato l'elaborazione della presente sezione.

SOTTOTEMA	DESCRIZIONE IRO	TIPO	TARGET
TRASPARENZA FISCALE **Sotto-sottotema** –	Adozione di una strategia fiscale (insieme di princípi e linee guida basate su valori di trasparenza e legalità) da parte delle società del Gruppo al fine di assicurare una contribuzione fiscale equa, responsabile e trasparente.		Cooperative Compliance Index (CCI) – %

Impatto positivo

Approccio alle imposte

Strategia fiscale

Dal 2017 il Consiglio di Amministrazione di Enel ha dotato il Gruppo di una strategia fiscale[88], intesa come l'insieme di princípi e linee guida ispirate da valori di trasparenza e legalità, che viene pubblicata sul sito internet www.enel.com. Le società controllate del Gruppo sono tenute ad adottare la strategia fiscale approvata, garantendone la conoscenza e l'applicazione.

Obiettivi della strategia fiscale

Il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA (CdA) definisce la strategia fiscale dell'intero Gruppo, per assicurare una contribuzione fiscale equa, responsabile e trasparente, con l'obiettivo di garantire un'uniforme gestione della fiscalità presso tutte le entità interessate, e che si ispira alle seguenti logiche:

- corretta e tempestiva determinazione e liquidazione delle imposte dovute per legge ed esecuzione dei connessi adempimenti;
- corretta gestione del rischio fiscale, inteso come rischio di incorrere nella violazione di norme tributarie o nell'abuso dei princípi e delle finalità dell'ordinamento tributario.

Princípi della strategia fiscale

I princípi della strategia fiscale rappresentano le linee guida per le società del Gruppo, ne ispirano l'operatività aziendale nella gestione della variabile fiscale e richiedono l'adozione di idonei processi che possano garantirne l'effettività e l'applicazione.

88. Aggiornata il 21 settembre 2022 con delibera del Consiglio di Amministrazione di Enel SpA (CdA).

- **Valori**: onestà e integrità.
- **Legalità**: rispetto delle norme fiscali, osservandone lo spirito e lo scopo.
- **Tone at the top**: ruolo chiave del CdA.
- **Trasparenza**: il Gruppo è trasparente nei confronti di tutti gli stakeholder e collabora attivamente con l'autorità fiscale.
- **Stakeholder**: modello di business sostenibile, volto a creare e distribuire valore a tutti gli stakeholder in un orizzonte di lungo periodo.

Governance

Enel SpA garantisce l'applicazione e la conoscenza all'interno del Gruppo della strategia fiscale attraverso gli organi di governo. La relativa interpretazione è rimessa alla Capogruppo, attraverso l'Unità Fiscale, che ne cura altresì il relativo e periodico aggiornamento. In particolare, la strategia fiscale viene rivista almeno annualmente e le eventuali modifiche che dovessero essere ritenute necessarie sono sottoposte al CdA, che delibera sulle stesse.

Compliance

Le entità del Gruppo devono rispettare il principio di legalità, applicando in modo puntuale la legislazione fiscale dei Paesi in cui il Gruppo è presente, per garantire che siano osservati il dettato, lo spirito e lo scopo che la norma o l'ordinamento prevede per la materia oggetto di applicazione.

Inoltre, il Gruppo Enel non mette in atto comportamenti e operazioni, domestiche o cross-border, che si traducano in costruzioni di puro artificio, che non rispettino la realtà economica e da cui sia ragionevole attendersi vantaggi fiscali indebiti, in quanto in contrasto con le finalità o lo spirito delle disposizioni o dell'ordinamento tributario di riferimento, e generino fenomeni di doppia deduzione, deduzione/non inclusione o doppia non imposizione, anche in conseguenza di asimmetrie fra i sistemi impositivi delle eventuali giurisdizioni.

Transazioni intercompany

Il Gruppo Enel struttura le transazioni intercompany in conformità con il principio di libera concorrenza (arm's length principle), in linea con le Linee Guida OCSE sui prezzi di trasferimento e le normative internazionali. Il modello di transfer pricing adottato garantisce la creazione di valore nei Paesi in cui il Gruppo opera e assicura la compliance con la disciplina fiscale applicabile.

Il Gruppo gestisce la compliance transfer pricing seguendo il "Three Tiered Approach", che comprende la predisposizione di un Local File per ogni società che abbia avuto rapporti intercompany, la predisposizione di un Master File di Gruppo e del Country-by-Country Report inviato alle autorità fiscali competenti.

Inoltre, ove possibile, il Gruppo promuove la trasparenza e la certezza fiscale attraverso accordi preventivi con le autorità fiscali locali (Advance Pricing Agreements – APA).

Incentivi fiscali

Gli incentivi fiscali sono un importante meccanismo di politica economica, orientato allo sviluppo, che i Paesi promuovono per stimolare la crescita e attrarre gli investimenti a sostegno della realizzazione della politica nazionale. L'utilizzo di incentivi fiscali determina generalmente una riduzione dei debiti tributari a lungo termine (tax reduction) o il differimento solo temporale del pagamento delle imposte (tax deferral).

Il Gruppo Enel si avvale di incentivi fiscali, generalmente applicabili a tutti gli operatori e rispettando tutte le normative specifiche, solo laddove gli stessi siano allineati con i propri obiettivi industriali e operativi e in coerenza con la sostanza economica dei propri investimenti. Gli incentivi principali di cui usufruisce il Gruppo sono relativi agli investimenti nelle energie rinnovabili in quei Paesi che supportano la transizione energetica con tali strumenti di politica economica e localizzati principalmente negli Stati Uniti.

Governance fiscale, controllo e gestione del rischio

Organo di governo

Nel modello organizzativo di Enel è previsto: (i) un flusso informativo almeno annuale verso il CdA da parte dell'unità Fiscale (c.d. "Tone at the top") relativamente al sistema di gestione e controllo del rischio fiscale e al Tax Transparency Report, in cui sono rappresentati tutti gli aspetti fiscali rilevanti del Gruppo[89]; (ii) che l'unità Tax Affairs di Holding ha il compito, tra gli altri, di applicare la strategia fiscale del Gruppo definita dal CdA, identificando, analizzando e gestendo le diverse iniziative di ottimizzazione, monitorando le tematiche fiscali più rilevanti, e fornendo il proprio supporto alle diverse Linee di Business; (iii) che oltre alla Funzione di Holding, le unità Tax Affairs dei diversi Paesi, agendo in conformità con i valori e i princípi insiti nella strategia fiscale, sono incaricate della gestione della compliance e delle attività di tax planning e di tax monitoring a livello locale.

Organizzazione

Enel si è dotata di un insieme di regole, procedure e princípi che fanno parte del più ampio sistema di organizzazione e controllo del Gruppo, che rappresentano punti di riferimento fondamentali che tutti i soggetti, in relazione al tipo di rapporto in essere con il Gruppo, sono tenuti a rispettare. Le diverse policy e procedure aziendali applicabili sia a livello di Gruppo sia a livello di Paese regolano le attività, le modalità operative di gestione delle stesse e le responsabilità del Tax Affairs anche in relazione alle altre Funzioni aziendali. Tali documenti sono pubblicati sulla intranet aziendale e accessibili a tutte le persone Enel, e costituiscono le norme generali di comportamento applicabili, all'interno del Gruppo, per lo svolgimento delle attività.

In particolare, con specifico riferimento all'area fiscale, in aggiunta alla definizione della strategia fiscale, sono previsti specifici documenti organizzativi a livello sia globale sia locale relativamente ai processi di tax compliance, tax planning, transfer pricing, tax risk management e tax policy.

Il principio generale è che le unità Fiscali devono essere adeguatamente dimensionate e dotate delle necessarie competenze, in grado di svolgere, oltre al ruolo di presidio dell'adempimento, quello di centro di analisi decisionale inserito nei processi di governance e di business. A tal fine vengono poste in essere specifiche e costanti iniziative formative su tematiche fiscali a livello sia locale sia globale con incontri ricorrenti tra tutti i responsabili del Tax del Gruppo per ogni utile forma di allineamento.

Rischi fiscali

Il Gruppo adotta un approccio strutturato alla gestione del rischio fiscale, integrato nel proprio sistema di governance aziendale, con l'obiettivo di garantire il pieno rispetto della normativa fiscale nei Paesi in cui opera e la trasparenza nei confronti degli stakeholder.

Il modello di governance fiscale si basa su:

- un Tax Control Framework (TCF) in linea con gli standard internazionali e i requisiti della cooperative compliance;
- un sistema di monitoraggio e gestione del rischio fiscale, volto a prevenire e mitigare potenziali incertezze normative;
- un rapporto trasparente e collaborativo con le autorità fiscali, attraverso l'adesione a regimi di compliance avanzata;
- un processo di reporting periodico per garantire l'allineamento della strategia fiscale agli obiettivi ESG e alle best practice internazionali.

Il Gruppo si impegna a garantire che la gestione fiscale sia coerente con i princípi di integrità, trasparenza e accountability, contribuendo così alla creazione di valore sostenibile per il Gruppo e per i Paesi in cui opera.

Adesione ai regimi di cooperative compliance

Il Gruppo Enel promuove l'adesione ai regimi di cooperative compliance, laddove esistenti nei vari Paesi in cui opera, per le società che possiedono i requisiti legali per aderirvi. In particolare, Enel ha aderito al regime di Adempimento Collaborativo in Italia per le società di maggiore dimensione, all'equivalente regime in Spagna (*Código de Buenas Prácticas Tributarias*), in

89. In particolare, al fine di recepire le raccomandazioni del Codice di Autodisciplina, nonché di ottimizzare il proprio lavoro, il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha istituito al proprio interno un Comitato Controllo e Rischi. Il Comitato riceve un flusso costante di informazioni riguardanti, a titolo esemplificativo: il sistema di gestione e controllo dei rischi (incluso il rischio fiscale), il Tax Transparency Report, la Relazione sul sistema di gestione e controllo del rischio fiscale nell'ambito dei regimi di cooperative compliance in vigore con le autorità fiscali e la strategia fiscale.

Francia, in Portogallo, e sta collaborando con le autorità fiscali federali del Brasile al progetto pilota (*Projeto CONFIA – Conformidade Cooperativa Fiscal*). Oltre che nei suddetti Paesi, rimane costante il monitoraggio nei Paesi di presenza dell'esistenza e della potenziale adesione a ulteriori regimi di cooperative compliance.

Proprio al fine di monitorare lo stato di avanzamento di tale attività, è stato elaborato un indice (il Cooperative Compliance Index – CCI) che misura la partecipazione delle società del Gruppo Enel ai regimi di cooperative compliance nei vari Paesi sulla base delle dimensioni delle stesse e dei requisiti per l'adesione[90].

COOPERATIVE COMPLIANCE INDEX: 93%[91]

Il CCI del 2024 è in lieve flessione rispetto a quello del 2023 (95%), malgrado sei ulteriori società siano entrate in cooperative compliance in Italia, ciò a causa di una rilevante riduzione dei ricavi del Gruppo, avvenuta prevalentemente in Spagna e Italia (Paesi con la presenza di numerose società che hanno aderito al regime di cooperative compliance).

Meccanismo di segnalazione degli stakeholder

Per il Gruppo Enel l'adempimento fiscale è considerato come uno degli aspetti fondamentali di una gestione etica e responsabile del Gruppo. In questo senso, tra le violazioni che possono essere comunicate attraverso i canali interni al Gruppo, sono considerate anche quelle di rilevanza fiscale. Il Codice Etico adottato dal Gruppo rappresenta la cornice di "presidio etico" con cui Enel opera e nel cui contesto si iscrive a pieno titolo anche la strategia fiscale. Le previsioni relative alle violazioni del Codice Etico sono idonee ad assicurare l'effettività delle prescrizioni contenute nello stesso e devono intendersi estese a quanto stabilito dalla strategia fiscale.

Gli stakeholder interni ed esterni, siano essi dipendenti o clienti, fornitori, rappresentati delle comunità ecc., possono segnalare (pratica nota anche come whistleblowing) ogni violazione del Modello di organizzazione e gestione *ex* decreto legislativo n. 231/2001, del Codice Etico, della Politica sui Diritti Umani e di qualunque altro illecito, anche fiscale – secondo quanto previsto dalle normative nazionali in materia di whistleblowing – inclusi i comportamenti e le pratiche che possono arrecare un danno economico o un pregiudizio per Enel, riferibili al personale del Gruppo o a sue controparti, tramite un'unica piattaforma a livello di Gruppo ("Ethics Point") accessibile dall'indirizzo NAVEX - Enel Italia Srl (ethicspoint.eu).

Inoltre, tutti gli stakeholder possono inviare anche per temi fiscali le proprie considerazioni, domande e opinioni usando i canali di contact information messi a disposizione da Enel e presenti sul sito (https://www.enel.com/media/explore e https://www.enel.com/investors/overview).

Relazione trasparente con gli stakeholder

Il costante impegno del Gruppo Enel in materia di trasparenza nei confronti delle autorità fiscali e di tutti gli stakeholder sottolinea concretamente l'importanza che lo stesso attribuisce alla variabile fiscale e al suo ruolo nello sviluppo sostenibile della società. In tal senso il Gruppo è impegnato a spiegare in modo trasparente le questioni fiscali che possono essere di interesse per terzi anche sul proprio sito web, in modo che lo stesso sia uno spazio informativo facilmente accessibile e comprensibile per tutti.

Il Gruppo Enel garantisce trasparenza e correttezza nei rapporti con le autorità fiscali, in caso di verifiche relative sia alle società del Gruppo sia a terzi. Nell'ottica di consolidare la trasparenza verso le autorità fiscali, il Gruppo Enel promuove l'adesione ai regimi di cooperative compliance per le società che integrano i requisiti previsti dalle relative discipline domestiche, al fine di realizzare forme di relazione rafforzata, e aderisce alle previsioni in materia di transfer pricing documentation in conformità con le indicazioni delle Linee Guida OCSE,

90. L'indice confronta i ricavi delle società che hanno aderito ai regimi di cooperative compliance esistenti rispetto ai ricavi di tutte le società Enel che hanno le condizioni legali per aderire. L'indice non considera i Paesi in cui i regimi non sono stati legalmente istituiti, come le società, pur se i regimi sono esistenti, che non hanno le condizioni per potersi associare (per esempio, a causa delle loro dimensioni al di sotto delle soglie previste dalla legge).
91. L'indice è stato normalizzato puramente dagli effetti contabili correlati alla distribuzione delle riserve di capitale di Enel Finance International NV che, conformemente ai princípi contabili di riferimento, ha generato la contabilizzazione di proventi finanziari in capo alle società italiane Enel Holding Finance Srl (non ancora aderente al regime di cooperative compliance) e a Enel SpA (già aderente), altrimenti l'indice sarebbe stato pari a 89%. La copertura complessiva del Gruppo nell'anno è stata superiore al 66% in termini di ricavi delle società in cooperative compliance rispetto ai ricavi del Gruppo.

aderendo al cosiddetto approccio a tre livelli (three-tiered approach), articolato su Master File, Local File, Country-by-Country Report. Inoltre, il Gruppo, per evitare fenomeni di doppia imposizione, promuove procedure amichevoli per la composizione delle controversie internazionali (Mutual Agreement Procedure – MAP) o di accordi bilaterali (Bilateral Advance Pricing Agreements – BAPA), che prevedono il coinvolgimento diretto tra le amministrazioni fiscali dei Paesi contraenti.

Inoltre, Enel nel 2024 è stata nuovamente inclusa nel VBDO Tax Transparency Benchmark, indice che misura le buone pratiche di governance fiscale per 116 società quotate, ottenendo un punteggio di 38 su 38 punti e classificandosi prima. Secondo l'Osservatorio fiscale dell'UE, che valuta la trasparenza fiscale in termini di pubblicazione volontaria dei dati del CbCR da parte delle multinazionali, Enel nel 2021 (ultimo anno al momento disponibile del Report) ha raggiunto un punteggio di 97 su 100[92].

Tax advocacy

Enel sostiene attivamente l'adozione di sistemi fiscali equi, trasparenti e sostenibili, partecipando al dialogo con istituzioni nazionali e internazionali. Il Gruppo si impegna in un approccio collaborativo con le autorità fiscali, promuovendo la certezza del diritto e la prevenzione delle controversie attraverso iniziative di cooperative compliance.

In linea con la propria strategia di Sostenibilità, Enel considera la fiscalità un elemento chiave per lo sviluppo economico e la transizione energetica. A tal fine:

- partecipa a consultazioni pubbliche e gruppi di lavoro sulla fiscalità internazionale;
- sostiene politiche fiscali che incentivano la decarbonizzazione e la transizione energetica;
- promuove il carbon pricing e politiche coerenti con l'Accordo di Parigi;
- è iscritta al Registro per la Trasparenza dell'UE per garantire la divulgazione delle proprie attività di advocacy fiscale.

Enel aderisce a princípi internazionali per la responsabilità fiscale, tra cui i B Team Responsible Tax Principles, e collabora con organizzazioni quali European Business Tax Forum (EBTF) e CSR Europe per sviluppare standard di trasparenza fiscale. Enel partecipa attivamente a iniziative internazionali per la promozione della cooperative compliance e dell'adozione di sistemi avanzati di controllo del rischio fiscale (Tax Control Framework – TCF). Tra queste, il Cooperative Compliance Project della Vienna University of Economics and Business, volto a favorire il dialogo tra imprese e autorità fiscali.

Reporting

Agire con onestà e integrità è uno dei princípi cardine della strategia fiscale di Enel, così come l'impegno per la trasparenza. La pubblicazione della **Rendicontazione Paese per Paese (CbCR OCSE)** integrata con il **dettaglio della contribuzione fiscale complessiva nelle principali economie in cui il Gruppo opera** (nel seguito anche "Tax Transparency Report") sottolinea l'importanza attribuita alle tematiche fiscali, al loro ruolo sociale e in generale alla trasparenza come fattore che favorisce lo sviluppo sostenibile.

L'approccio seguito mira anche a eliminare le potenziali ambiguità che possono derivare da complessi trattamenti contabili e fiscali, sostenendo e migliorando al contempo le altre informazioni finanziarie annuali, continuando in un percorso volto a fornire una visione sempre più approfondita e chiara sulla propria posizione fiscale.

A partire dal 2019 (anni 2018-2017) Enel ha adottato un modello di Total Tax Contribution per i principali Paesi in cui è presente, dando così evidenza delle imposte pagate e delle ritenute operate.

A decorrere dal 2021 (anno 2020), invece, Enel adotta un modello integrato: il Tax Transparency Report, predisposto in coerenza con le regole previste per la Rendicontazione Paese per Paese OCSE e che include le informazioni e i dati di Total Tax Contribution per i principali Paesi in cui è presente.

Il modello integrato di Tax Transparency Report è disponibile sul sito Enel (www.enel.com). Il Gruppo ritiene che detto modello garantisca una visione ampia e una misura dettagliata dei contributi dell'organizzazione allo sviluppo economico e sociale nelle regioni e nei Paesi in cui opera.

92. https://www.taxplorer.eu/Home.

Tax Transparency Reporting – princípi

Il Tax Transparency Report adotta il criterio di cassa come principio generale di rappresentazione del dato delle imposte, considerandolo il più adeguato a rappresentare la contribuzione fiscale effettiva. Più nello specifico il dato totale delle imposte, come definite e dettagliate nel prosieguo, è determinato attraverso la sommatoria delle varie imposte pagate[93] da tutte le entità in perimetro in ciascuna giurisdizione fiscale nell'anno oggetto di reporting, a prescindere dall'anno fiscale cui le imposte si riferiscono.

Come anticipato in precedenza, il Tax Transparency Report, applicando un approccio adottato dall'OCSE[94], classifica le diverse imposte per categorie e le distingue tra imposte che costituiscono un costo per la società (taxes borne) e quelle che la società versa per effetto di meccanismi di rivalsa, sostituzione ecc. (taxes collected) ma che, in ogni caso, sono il risultato delle proprie attività economiche.

Inoltre, i dati economico-patrimoniali rappresentati seguono i seguenti requisiti di rendicontazione che sono allineati con quanto prevede il CBCR OCSE per le voci previste da detta normativa.

Fonte dei dati: i dati rappresentati all'interno del report sono espressi sulla base dei princípi contabili IFRS-EU adottati dal Gruppo e sono a livello di entity stand-alone. Successivamente gli stessi sono aggregati per tax jurisdiction. Per tenere conto dei rapporti intercompany, i dati sono rappresentati secondo una logica di aggregazione per giurisdizione fiscale (cioè, il Paese in cui le entità sono residenti ai fini fiscali e dotate di autonomia fiscale) e non di consolidamento.

Entità in perimetro: rientrano nel perimetro del report tutte le società consolidate con metodo integrale o proporzionale (nel seguito anche "entità in perimetro") sulla base dei princípi contabili utilizzati per la predisposizione del Bilancio consolidato da parte della Ultimate Parent Entity (Enel SpA)[95]. Con riferimento all'elenco delle società del Gruppo e alle relative attività si rimanda allo specifico prospetto Allegato Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2024[96].

Valuta: il report considera l'euro come valuta di riferimento in quanto valuta utilizzata dalla Capogruppo. Dal momento che i dati contabili IFRS-EU sono estratti nelle valute locali, i dati economici (come i ricavi, gli utili ante imposte, imposte maturate e imposte pagate) sono stati convertiti in euro al tasso di cambio medio della valuta, mentre i dati patrimoniali (immobilizzazioni materiali) sono stati convertiti in euro al tasso di cambio di fine anno.

Ricavi da parti terze: somma dei ricavi da parti terze contabilizzati dalle entità in perimetro nella pertinente giurisdizione fiscale nell'anno di riferimento. Il termine "ricavi" è inteso nel senso più ampio possibile[97] per includere tutti i ricavi, anche quelli relativi alla gestione straordinaria.

Ricavi infragruppo cross-border: somma dei ricavi relativi a operazioni effettuate tra entità in perimetro residenti in differenti giurisdizioni nell'anno fiscale di riferimento, inclusi i proventi relativi alla gestione straordinaria ed esclusi i dividendi[98].

Ricavi infragruppo in-country: somma dei ricavi relativi a operazioni effettuate tra entità in perimetro residenti nella medesima giurisdizione nell'anno fiscale di riferimento, inclusi i proventi relativi alla gestione straordinaria ed esclusi i dividendi[99].

Utile/(Perdita) al lordo delle imposte sul reddito: somma degli Utili (Perdite) al lordo delle imposte sul reddito di tutte le entità in perimetro in ciascuna giurisdizione fiscale generati nell'anno di riferimento. Gli Utili (Perdi-

93. Il dato delle imposte pagate comprende gli acconti, le imposte relative ad anni precedenti, anche a seguito di accertamenti, al netto dei rimborsi ottenuti. Non sono considerati interessi e sanzioni.
94. Working Paper n. 32, "Legal tax liability remittance responsibility and tax incidence".
95. Sono però escluse le società consolidate secondo il principio dell'equity method. Inoltre, i dati delle Stabili Organizzazioni sono riportati nella giurisdizione di operatività della stessa e non nella giurisdizione di residenza della rispettiva società di appartenenza. Pertanto, i dati di quest'ultima non includono i dati della Stabile Organizzazione. Infine, le società stateless del Gruppo Enel sono entità "flow-through" costituite nello stesso Paese in cui il reddito viene imputato ed è effettivamente tassato nella società partner (per esempio, Stati Uniti).
96. Con riferimento all'elenco delle partecipazioni si conferma che la nazione della sede legale riportata corrisponde anche alla residenza fiscale. Le stabili organizzazioni rilevanti delle varie società del Gruppo sono localizzate come segue: Endesa Energia SA in Portogallo, Germania, Olanda e Francia; Endesa X way SL ed Endesa Servicios in Portogallo; Enel Green Power SpA in Australia e Cile; Enel Produzione SpA in Slovacchia e Libano; Enel Innovation Hub Srl in Israele; Enel Global Trading SpA a Singapore; Enel Generación Chile SA in Argentina (Gasducto de Atacama).
97. In particolare, sono inclusi anche (i) gli altri proventi, (ii) tutti i proventi straordinari (per esempio, le plusvalenze da vendita di immobili, plusvalenze/minusvalenze non realizzate) e (iii) i proventi finanziari (a eccezione dei dividendi da altre società in perimetro) e qualsiasi voce straordinaria. I ricavi relativi alle imposte sul reddito (proventi da imposte differite o da consolidato fiscale) sono esclusi.
98. I ricavi non comprendono i pagamenti ricevuti da altre entità in perimetro che sono considerati dividendi nella giurisdizione fiscale del soggetto pagante.
99. I ricavi non comprendono i pagamenti ricevuti da altre entità in perimetro che sono considerati dividendi nella giurisdizione fiscale del soggetto pagante.

te) *ante* imposte sul reddito devono includere tutte le voci relative a ricavi e costi straordinari[100].

Imposte sul reddito delle società maturate (imposte correnti): somma delle imposte correnti (cioè, riferite all'anno in corso) sul reddito imponibile nell'anno di riferimento di tutte le entità in perimetro in ciascuna giurisdizione fiscale, indipendentemente dal fatto che siano state pagate. Il dato delle stesse non tiene conto degli accantonamenti per debiti d'imposta che non siano ancora certi nel loro ammontare o nella loro esistenza, delle rettifiche di imposte correnti relative ad anni precedenti e delle imposte anticipate e differite. Le imposte sui redditi non includono le imposte sui dividendi pagate da entità del Gruppo Enel.

Imposte differite: somma delle imposte differite sul reddito imponibile nell'anno di riferimento di tutte le entità in perimetro in ciascuna giurisdizione fiscale. Le imposte differite sono imposte pagate anticipatamente ovvero che saranno pagate in futuro e generate da differenze temporanee, che anticipano o rinviano la tassazione.

Imposte sui redditi delle società versate: somma delle imposte sui redditi delle società versate nell'anno di riferimento da tutte le entità in perimetro in ciascuna giurisdizione fiscale, indipendentemente dal fatto che si riferiscano o meno all'anno in corso.

Beni materiali: somma dei valori contabili netti delle Immobilizzazioni materiali risultanti dallo Stato patrimoniale, di tutte le entità in perimetro in ciascuna giurisdizione fiscale[101].

Numero dei dipendenti e remunerazione: somma del numero dei dipendenti a fine periodo considerando tutte le entità in perimetro; invece, in relazione alla loro remunerazione si rimanda a quanto riportato all'interno del Tax Transparency Report.

Capitale dichiarato: somma del capitale sociale e delle riserve di capitale di tutte le entità in perimetro in ciascuna giurisdizione fiscale.

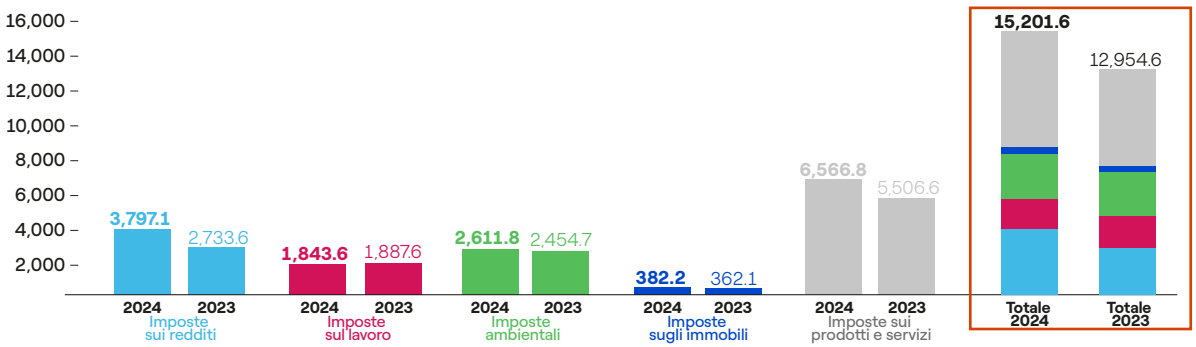
Riserve di utili: tale voce rappresenta l'ammontare dei profitti netti realizzati dalle entità in perimetro in ciascuna giurisdizione fiscale negli anni precedenti, al netto dei dividendi pagati e di qualsiasi riduzione dovuta a perdite, aumenti di capitale ecc.

Tax Transparency Report – analisi generale

Contribuzione fiscale totale

Milioni di euro

Categorie di imposta	Totale 2024	Totale 2023	2024-2023	
Imposte sul lavoro	1.843,6	1.897,6	(53,9)	-2,8%
Imposte ambientali	2.611,8	2.454,7	157,1	6,4%
Imposte sui redditi	3.797,1	2.733,6	1.063,5	38,9%
Imposte sugli immobili	382,2	362,1	20,1	5,6%
Imposte sui prodotti e servizi	6.566,8	5.506,6	1.060,2	19,3%
Contribuzione fiscale totale	**15.201,6**	**12.954,6**	**2.247,0**	**17,3%**



100. Coerentemente con i criteri di reporting che si applicano ai ricavi, gli utili (perdite) *ante* imposte sono indicati al netto dei dividendi pagati dalle società in perimetro (come anche indicato dall'OCSE nel report "Guidance on the Implementation of Country-by-Country Reporting", pubblicato a dicembre 2019 punto II,7).

101. Le immobilizzazioni materiali non comprendono disponibilità liquide o mezzi equivalenti, attività immateriali o attività finanziarie.

Nel 2024 la contribuzione fiscale totale[102] (Total Tax Contribution – TTC), rispetto a tutti i Paesi in cui operiamo, è stata pari a 15.201,6 milioni di euro facendo rilevare un aumento complessivo di 2.247,0 milioni di euro (+17,3%) rispetto al 2023[103]. Le Total Taxes Borne[104] ammontano a 6.714,2 milioni di euro e le Total Taxes Collected[105] ammontano a 8.487,4 milioni di euro.

Si osservano un significativo aumento, a livello aggregato, delle imposte sui redditi, una crescita rilevante delle imposte correlate ai prodotti e servizi e un moderato aumento delle imposte ambientali. Più nel dettaglio, dall'analisi dei dati della contribuzione fiscale totale suddivisa nelle diverse categorie di imposta, si evidenziano:

i. un significativo aumento complessivo delle imposte dirette sui redditi, principalmente connesso all'incremento dei versamenti effettuati in Italia nell'anno 2024 derivanti dalla crescita del reddito 2023 rispetto al reddito dell'anno precedente, dal momento che tali elementi costituiscono la base storica degli acconti versati per tali imposte;

ii. un aumento complessivo delle imposte sui prodotti e servizi connesso in maniera prevalente all'incremento delle aliquote IVA per elettricità e gas in Spagna, e all'incremento generale dell'IVA pagata in Italia riferibile alle dinamiche del business di generazione e distribuzione di energia elettrica;

iii. un aumento complessivo delle imposte ambientali, causato principalmente dalla reintroduzione in Spagna dell'*Impuesto sobre el valor de la producción eléctrica* sospeso temporaneamente dalla fine del 2021, e dall'aumento, sempre in Spagna, dell'*Impuesto sobre la electricidad* (*ISE*) dovuto all'incremento progressivo delle aliquote precedentemente ridotte. Tali aumenti sono compensati in Italia dalla rilevante riduzione della carbon tax e dei pagamenti per ecotassa e accisa carbone, in coerenza con la strategia di decarbonizzazione adottata a livello di Gruppo.

L'analisi della contribuzione fiscale sotto il profilo geografico conferma che la distribuzione delle imposte pagate per giurisdizione è coerente con quella dei ricavi generati e del personale impiegato. In Italia, Spagna e Brasile si concentra infatti circa l'87% della contribuzione fiscale aggregata, il 74% dei ricavi complessivi e l'83% dei dipendenti.

Tax Transparency Report – tabelle Paese per Paese

In linea con le best practice indicate dall'OCSE[106], nelle tabelle seguenti viene fornito il dato delle imposte sul reddito delle società versate per cassa e quello delle imposte correnti contabilizzate per competenza Paese per Paese. Le imposte correnti rappresentano le imposte calcolate in base al reddito prodotto nell'anno seguendo le regole fiscali di ciascun Paese e normalmente si discostano dalle imposte pagate nel medesimo anno in quanto il versamento definitivo a saldo avviene nell'anno successivo a quello in cui sono maturate. I trend dei due valori sono destinati sostanzialmente a riallinearsi nel tempo. Nel 2024 le imposte sul reddito correnti a livello di Gruppo sono state pari a 3.900,2 milioni di euro, mentre le imposte sul reddito versate sono state pari a 3.744,1 milioni di euro.

102. La contribuzione fiscale totale è stata calcolata considerando i Paesi principali in cui il Gruppo è presente, che rappresentano circa il 96% dei ricavi e delle imposte pagate sul reddito delle società. Per tutti gli altri Paesi sono state comunque dettagliatamente rappresentate nelle tabelle che seguono le imposte sul reddito delle società. Sono inclusi i seguenti Paesi: Italia, Spagna, Brasile, Colombia, Cile, Portogallo, Francia, Stati Uniti, Canada, Germania, Argentina, Panama, Olanda, Messico, Guatemala, India, Sudafrica e Costa Rica.
103. Si precisa che sono stati introdotti affinamenti ai dati e modifiche al perimetro considerato ai fini della predisposizione della presente sezione del documento. I dati relativi al 2024 esposti nel presente documento potrebbero quindi non coincidere con quanto rappresentato nel "Bilancio di Sostenibilità 2023" del Gruppo Enel.
104. Le Taxes Borne sono imposte che costituiscono un costo per la società.
105. Le Taxes Collected sono imposte che la società versa per effetto di meccanismi di rivalsa o sostituzione ma pur sempre generate dalla propria attività economica.
106. Ai fini della rendicontazione Country-by-Country (Progetto BEPS – Action 13).

Tax Transparency Report – tabelle

Tabelle – Paesi principali

Contribuzione fiscale complessiva – Milioni di euro

Categorie di imposta	Italia	Spagna	Brasile	Colombia	Cile	Argentina	Portogallo	Francia	USA
Taxes Borne	**2.990,3**	**2.046,4**	**670,1**	**490,3**	**227,6**	**86,8**	**5,4**	**10,8**	**88,7**
Imposte sui redditi	2.287,2	562,1	134,7	356,8	197,8	33,3	4,3	8,9	4,0
Imposte sul reddito delle società (versate)	2.287,2	525,9	134,7	331,1	197,8	28,7	4,3	8,7	4,0
Imposte sugli immobili	157,4	95,0	35,4	2,5	3,5	8,4	0,01	0,1	71,1
Imposte sul lavoro	532,9	147,0	54,4	17,6	–	22,4	1,1	1,8	12,8
Imposte sui prodotti e servizi	2,3	397,6	445,4	85,2	11,9	16,5	–	0,01	0,8
Imposte ambientali	10,5	844,7	0,1	28,2	14,4	6,1	–	0,0	–
Taxes Collected	**4.061,4**	**1.822,1**	**1.587,9**	**69,3**	**114,3**	**233,6**	**233,3**	**186,0**	**46,9**
Imposte sui redditi	2,0	56,0	12,7	18,2	22,3	10,8	0,0	–	–
Imposte sugli immobili	–	0,3	–	–	–	–	0,1	–	–
Imposte sul lavoro	652,2	247,7	37,3	14,6	19,2	15,6	1,7	1,2	46,9
Imposte sui prodotti e servizi	2.240,9	1.124,0	1.538,0	19,1	72,8	207,2	213,1	113,0	–
Imposte ambientali	1.166,3	394,1	–	17,3	–	–	18,4	71,8	–
Contribuzione fiscale complessiva (per cassa) – TTC	**7.051,7**	**3.868,4**	**2.258,0**	**559,6**	**341,9**	**320,5**	**238,6**	**196,7**	**135,6**
Dati economici – Milioni di euro	**Italia**	**Spagna**	**Brasile**	**Colombia**	**Cile**	**Argentina**	**Portogallo**	**Francia**	**USA**
Ricavi da parti terze	40.897,8	20.397,5	8.458,3	3.607,7	4.971,9	3.397,0	1.234,0	787,0	2.199,1
Ricavi infragruppo cross-border	4.895,5	(45,0)	9,9	1,4	76,9	–	126,0	10,0	73,9
Ricavi infragruppo in-country	27.631,6	12.039,7	1.003,0	13,1	1.792,7	50,6	0,1	–	818,0
Utile/(Perdita) al lordo delle imposte sul reddito	7.270,9	2.882,8	551,5	702,7	118,7	(181,2)	41,7	30,0	242,2
Imposte sul reddito delle società (maturate)	1.885,7	560,2	72,0	250,6	257,5	40,9	16,0	8,0	3,8
Imposte anticipate/differite	(17,2)	82,1	(3,8)	3,7	(29,8)	(120,2)	(1,6)	–	59,3
Beni materiali	38.094,9	23.451,9	4.628,0	4.635,2	7.696,0	2.433,0	8,9	3,0	12.277,8
Numero dei dipendenti (unità)	31.366	9.198	9.377	2.225	1.951	3.725	95	63	1.073
Utili non distribuiti	11.807,4	33.243,2	635,0	1.149,7	3.184,7	857,2	23,5	–	(32,2)
Capitale dichiarato	54.254,8	29.340,6	17.160,2	2.163,2	21.467,1	1.000,6	18,6	–	30.982,1

Tabelle – Paesi minori

Dati economici – Milioni di euro	Australia	Cina	Egitto	El Salvador	Etiopia	Indonesia	Irlanda	Israele	Giappone	Kenya	Libano	Marocco	Namibia	Nuova Zelanda
Ricavi da parti terze	18,2	0,6	0,03	–	–	–	12,6	1,0	60,6	–	–	4,6	–	3,0
Ricavi infragruppo cross-border	0,6	1,0	–	–	–	–	4,0	–	0,2	–	–	–	–	0,3
Ricavi infragruppo in-country	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Utile/(Perdita) al lordo delle imposte sul reddito	(3,9)	(1,2)	0,03	–	(0,02)	–	(6,4)	0,04	8,2	(0,5)	(0,1)	(0,7)	–	(0,2)
Imposte sul reddito delle società (maturate)	0,1	–	0,01	–	–	–	0,2	0,02	2,3	–	–	0,01	–	0,1
Imposte anticipate/differite	0,5	–	–	–	–	–	0,1	–	0,5	–	–	–	–	(0,04)
Imposte sul reddito delle società (versate)	0,01	0,02	–	–	–	–	0,01	0,02	0,5	–	–	–	–	0,02
Beni materiali	12,0	0,2	–	–	–	–	–	0,02	1,8	–	–	0,6	–	0,5
Numero dei dipendenti	43	9	–	–	–	–	57	1	32	1	–	19	–	5
Utili non distribuiti	(7,7)	(9,1)	0,6	3,4	(0,1)	(3,2)	4,9	–	3,5	(4,6)	–	(1,0)	(0,3)	(0,2)
Capitale dichiarato	63,8	13,0	0,5	3,0	0,1	3,8	41,8	–	1,9	3,3	–	78,0	–	1,8

Germania	Olanda	Messico	Guatemala	Canada	Sudafrica	Panama	Costa Rica	India	Totale 2024	Totale 2023	2024-2023	
3,4	**57,3**	**12,6**	**5,6**	**8,4**	**3,0**	**3,6**	**2,8**	**1,2**	**6.714,2**	**5.638,0**	**1.076,1**	**19,1%**
3,1	57,1	9,8	5,1	-	3,0	2,0	1,3	0,8	3.671,4	2.575,9	1.095,4	42,5%
3,1	57,1	9,8	4,5	-	3,0	2,0	0,3	0,5	3.602,9	2.515,9	1.087,0	43,2%
-	-	-	0,2	6,9	-	0,4	0,2	-	381,2	360,8	20,4	5,7%
0,3	0,3	2,7	0,3	1,4	-	0,5	0,6	0,4	796,4	793,2	3,2	0,4%
-	-	-	0,01	-	-	-	0,7	-	960,5	1.148,4	(187,9)	-16,4%
-	-	0,01	0,0	-	-	0,6	0,0	-	904,7	759,8	144,9	19,1%
94,5	**1,9**	**19,7**	**4,4**	**1,1**	**3,6**	**2,2**	**2,4**	**3,0**	**8.487,4**	**7.316,6**	**1.170,9**	**16,0%**
-	-	0,0	0,7	-	0,4	1,5	0,02	1,2	125,8	157,7	(31,9)	-20,3%
-	-	0,6	-	-	-	-	-	-	1,0	1,3	(0,3)	-23,0%
0,5	0,9	3,7	0,1	0,1	3,2	0,4	0,2	1,6	1.047,2	1.104,4	(57,2)	-5,2%
54,7	0,9	15,3	3,7	0,9	-	0,3	2,3	0,2	5.606,3	4.358,2	1.248,1	28,6%
39,3	0,1	-	-	-	-	-	-	-	1.707,1	1.694,9	12,2	0,7%
97,9	**59,2**	**32,2**	**10,0**	**9,4**	**6,6**	**5,7**	**5,2**	**4,1**	**15.201,6**	**12.954,6**	**2.247,0**	**17,3%**

Germania	Olanda	Messico	Guatemala	Canada	Sudafrica	Panama	Costa Rica	India	Totale 2024	Totale 2023	2024-2023	
372,0	2.061,7	364,0	84,5	48,7	107,0	214,6	23,2	8,6	89.234,5	107.734,5	(18.500,0)	-17,2%
184,1	2.046,4	13,0	1,4	-	0,9	0,2	0,9	9,9	7.405,3	2.952,9	4.452,4	-
-	1,2	46,3	32,4	1,6	11,4	25,6	5,2	0,9	43.473,4	52.676,7	(9.203,3)	-17,5%
19,4	464,1	(23,8)	12,7	(25,7)	11,7	78,6	4,4	(6,4)	12.194,3	6.599,3	5.595,0	84,8%
6,7	93,6	12,6	4,4	-	3,1	23,9	0,5	0,1	3.239,6	2.583,4	656,2	25,4%
(0,0)	35,7	66,8	-	0,3	4,4	1,3	0,4	(0,1)	81,4	85,5	(4,1)	-4,8%
0,2	2,4	905,8	328,0	437,3	304,3	428,3	29,6	63,3	95.727,9	90.032,2	5.695,7	6,3%
18	16	269	87	18	158	80	29	290	60.038	59.654	384	0,6%
(37,0)	(257,2)	(676,7)	158,6	(52,2)	(261,6)	181,1	(155,6)	(47,3)	49.720,7	48.433,8	1.286,9	2,7%
52,7	6.845,5	2.212,8	243,0	664,8	648,2	451,1	344,2	193,2	168.042,9	164.451,6	3.591,3	2,2%

Norvegia	Peru	Polonia	Russia	Arabia Saudita	Singapore	Slovacchia	Corea	Taiwan	Turchia	UK	Uruguay	Vietnam	Zambia	Totale 2024	Totale 2023	2024-2023	
0,01	3.611,0	39,7	2,3	-	-	-	27,0	4,6	0,04	23,9	0,1	0,01	4,5	3.813,8	1.815,9	1.997,8	-
-	16,5	0,4	0,7	-	-	-	1,1	-	0,6	0,7	-	2,6	-	28,7	11,2	17,6	-
-	81,3	0,4	-	-	-	-	0,03	-	-	0,1	-	-	0,3	82,1	246,1	(164,0)	-66,6%
(0,1)	3.023,7	8,0	2,1	-	(0,2)	(0,1)	(2,2)	(2,8)	(1,1)	(4,2)	(0,4)	1,6	(1,0)	3.018,6	405,2	2.613,4	-
-	656,2	2,2	0,2	-	-	-	0,3	(0,9)	-	-	-	-	-	660,6	154,5	506,1	-
-	0,2	(0,4)	0,1	-	-	-	-	-	-	0,6	0,1	-	0,1	1,7	5,9	(4,2)	-71,4%
-	138,5	1,5	0,1	-	-	-	0,1	-	0,4	-	-	-	-	141,2	169,8	(28,6)	-16,8%
-	133,9	0,2	1,1	-	-	(0,01)	4,9	2,3	-	1,3	-	0,01	16,2	174,9	2.877,7	(2.702,8)	-93,9%
-	45	24	1	-	-	1	33	13	1	28	1	3	4	321	1.401	(1.080)	-77,1%
-	(2.266,4)	1,2	4,1	(0,4)	(6,9)	-	(26,0)	(5,4)	(7,9)	(4,1)	0,4	(2,9)	(8,0)	(2.336,3)	(928,0)	(1.408,3)	-
-	66,1	5,0	1,5	1,3	5,7	-	34,5	7,2	1,1	19,9	0,2	2,2	7,0	362,5	3.980,1	(3.617,6)	-90,9%

Riconciliazione con la Relazione finanziaria annuale consolidata 2024

Nei paragrafi successivi si procede a effettuare una riconciliazione dei dati rappresentati nel Tax Transparency Report rispetto a quanto incluso all'interno della Relazione finanziaria annuale consolidata 2024.

Tale riconciliazione si rende necessaria date le differenti modalità di redazione del Tax Transparency Report – mutuate dalle regole per la Rendicontazione Paese per Paese OCSE – rispetto ai princípi adottati per la redazione del Bilancio consolidato.

Milioni di euro

	2024		
Voci oggetto di riconciliazione	**Tax Transparency Report**	**Bilancio consolidato**	**Delta da riconciliare**
Ricavi da parti terze	93.048	78.947	14.101
Utile/(Perdita) al lordo delle imposte	15.213	11.883	3.330
Beni materiali	95.856	94.615	1.241
Imposte pagate	3.744	3.912	(168)

Ricavi da parti terze

RICAVI	
Ricavi terzi Tax Transparency Report	93.048
Proventi finanziari	(6.795)
Strumenti derivati	(1.887)
Oneri di sistema	(3.590)
Dividendi da società consolidate a equity	(10)
Rettifiche proventi da cessioni partecipazioni	(1.743)
Altre rettifiche da consolidamento	(76)
Ricavi Bilancio consolidato	78.947

Gli scostamenti tra il dato riportato nel Tax Transparency Report e il dato della Relazione finanziaria annuale consolidata 2024 sono:

(i) Proventi finanziari (-6.795 milioni di euro): ai fini della Relazione finanziaria annuale consolidata il dato economico dei proventi finanziari viene trattato in Bilancio in un rigo specifico di Conto economico diverso dalla voce dei ricavi, diversamente da come richiesto dalle regole OCSE[107] applicate ai fini del Tax Transparency Report;

(ii) Strumenti derivati (-1.887 milioni di euro): ai fini della Relazione finanziaria annuale consolidata la misurazione degli strumenti derivati verso terzi classificati di cash flow hedge è contabilizzata in una riserva di patrimonio netto, mentre gli esiti vengono rilevati in una voce specifica di Conto economico (diversa dalla voce dei ricavi). Diversamente, ai fini del Tax Transparency Report le voci dei proventi connessi alla misurazione e all'esito dei derivati verso terzi classificati come di trading vengono tutte rilevate a Conto economico e ricomprese nei ricavi;

(iii) Oneri di sistema (-3.590 milioni di euro): gli oneri di sistema che le società di commercializzazione italiane rifatturano ai clienti finali, che consistono nell'importo che è stato addebitato dalle società di distribuzione, sono oggetto di una rilevazione a Conto economico attraverso una rettifica di consolidato al fine di allineare i saldi reciproci tra società appartenenti allo stesso gruppo, passanti in capo alle società che non operano sul mercato (gestione contabile diretta a Stato patrimoniale), mentre nei bilanci individuali delle società che operano nei confronti del mercato sono rilevati a Conto economico;

(iv) Dividendi da società consolidate a equity (-10 milioni di euro): ai fini della Relazione finanziaria an-

107. Ai fini della rendicontazione Country-by-Country (Progetto BEPS – Action 13).

nuale consolidata i dividendi ricevuti dalle società consolidate[108] sono eliminati. Diversamente nel Tax Transparency Report tali ricavi riferiti alle sole società consolidate a equity vengono considerati;

(v) Rettifiche proventi da cessione di partecipazioni (-1.743 milioni di euro): ai fini della Relazione finanziaria annuale consolidata i proventi e gli oneri da cessione delle partecipazioni vengono rilevati attraverso scritture di consolidamento tenendo conto del valore delle società cedute nel Bilancio consolidato del Gruppo. Ai fini del Tax Transparency Report tali proventi/oneri vengono considerati per la quota contabilizzata sul bilancio societario della società cedente e determinati in base al valore di contabilizzazione della stessa;

(vi) Altre rettifiche da consolidamento effettuate sulla base dell'applicazione dei princípi contabili internazionali **(-76 milioni di euro)**[109].

Utile/(Perdita) al lordo delle imposte

EBT	
Utile/(Perdita) al lordo delle imposte Tax Transparency Report	15.213
Impairment di partecipazioni	(469)
Gestione dei derivati	(890)
Rettifiche plusvalenze cessioni partecipazioni	(1.743)
Risultati da società valutate con il metodo del patrimonio netto	(209)
Altre rettifiche da consolidamento	(19)
Utile/(Perdita) al lordo delle imposte Consolidato	11.883

Gli scostamenti tra il dato riportato nel Tax Transparency Report e il dato della Relazione finanziaria annuale consolidata 2024 sono:

(i) Impairment/proventi da partecipazioni (-469 milioni di euro): le scritture su partecipazioni consolidate con metodo integrale (per esempio, impairment e/o proventi da distribuzione riserve) non hanno effetto a Conto economico nella Relazione finanziaria annuale consolidata. Tali scritture viceversa comportano un incremento dell'utile al lordo delle imposte ai fini del Tax Transparency Report;

(ii) Gestione dei derivati (-890 milioni di euro): ai fini della Relazione finanziaria annuale consolidata le scritture relative alla riserva di Cash Flow Hedge per un'eventuale differente qualificazione dei derivati tra la vista stand alone delle società e quella del Gruppo non hanno effetto a Conto economico. Tali scritture viceversa comportano un aumento dell'utile al lordo delle imposte ai fini del Tax Transparency Report;

(iii) Rettifiche plusvalenze cessione partecipazioni (-1.743 milioni di euro): ai fini della Relazione finanziaria annuale consolidata i proventi e gli oneri da cessione delle partecipazioni vengono rilevati attraverso delle scritture di consolidamento tenendo conto del valore delle società cedute nel Bilancio consolidato del Gruppo. Ai fini del Tax Transparency Report tali proventi/oneri vengono considerati per la quota contabilizzata sul bilancio societario della società cedente e determinati in base al valore di contabilizzazione della stessa;

(iv) Risultati da società valutate a equity (-209 milioni di euro): ai fini della Relazione finanziaria annuale consolidata sono inclusi i risultati dalle società consolidate con in metodo del patrimonio netto. Diversamente, nel Tax Transparency Report tali risultati non vengono considerati;

(v) Altre rettifiche da consolidamento effettuate sulla base dell'applicazione dei princípi contabili internazionali **(-18 milioni di euro)**[110].

108. Con metodo integrale, proporzionale e del patrimonio netto.

109. Includono le seguenti fattispecie elencate a solo titolo esemplificativo e non esaustivo: (i) eliminazione di margini e plusvalenze intercompany, (ii) rilevazioni di eventuali negative goodwill a seguito di operazioni di M&A, (iii) capitalizzazioni degli oneri finanziari in casi di equity injection, (iv) rettifiche su contratti con consegna fisica rilevati al fair value (iv) riclassifica come intercompany dei flussi di assicurazione e riassicurazione e (v) variazioni in corso d'anno del perimetro di consolidamento.

110. Includono le seguenti fattispecie elencate a solo titolo esemplificativo e non esaustivo: (i) rettifiche per adeguamenti di valore a seguito di impairment test e conseguenti rettifiche degli ammortamenti, (ii) eliminazioni delle plusvalenze da cessioni/operazioni straordinarie intercompany di asset e conseguenti rettifiche degli ammortamenti, (iii) variazione in corso d'anno del perimetro di consolidamento, (iv) accantonamenti (o rilasci) di fondi a Conto economico, e (v) minusvalenze (o plusvalenze) intercompany.

Beni materiali

BENI MATERIALI	
Beni materiali Tax Transparency Report	95.903
Rettifiche da consolidamento	(1.288)
Beni materiali consolidato	94.615

Gli scostamenti tra il dato riportato nel Tax Transparency Report e il dato della Relazione finanziaria annuale consolidata sono dovuti a Rettifiche da consolidamento (-1.018 milioni di euro)[111].

Imposte sul reddito pagate

IMPOSTE PAGATE	
Imposte pagate Tax Transparency Report	3.744
Differenze dovute all'utilizzo del metodo indiretto ai fini del rendiconto finanziario	168
Imposte pagate Consolidato	3.912

Il dato delle imposte pagate ai fini della Relazione finanziaria annuale consolidata è determinato attraverso il metodo di rilevazione indiretta, previsto dal principio contabile internazionale IAS 7.

Diversamente, il Tax Transparency Report rileva il dato delle imposte sul reddito pagate sulla base delle informazioni raccolte dalle singole società nelle diverse giurisdizioni fiscali in coerenza con le regole stabilite dall'OCSE per il Country-by-Country Reporting.

Lo scostamento è dovuto ai differenti metodi di rilevazione del dato e ai rispettivi princípi cui fanno riferimento[112].

111. Rettifiche relative agli effetti di (i) purchase price allocation effettuati in occasione di acquisizioni di controllo di società, (ii) impairment di cash generating unit, (iii) capitalizzazioni di oneri finanziari su cespiti realizzati internamente; (iv) eliminazione delle eventuali plusvalenze in occasione di vendita di cespiti intercompany e (v) eliminazione di effetti relativi a discontinued operation e asset qualificati come available for sale.

112. A solo titolo esemplificativo e non esaustivo, nel 2024 le differenze possono essere ricondotte a: (i) inclusione nel dato della Relazione finanziaria annuale consolidata delle imposte relative a dividendi (escluse invece dal dato del Tax Transparency Report) e (ii) variazioni in corso d'anno del perimetro di consolidamento.

Target

KPI	POLITICHE	PERIMETRO	BASELINE	CONSUNTIVO 2024	TARGET	STATO
Cooperative compliance Index – Misura il livello di adesione delle società del Gruppo Enel ai regimi di cooperative compliance	Strategia Fiscale - prevede la promozione della cooperative compliance da parte del Gruppo che è il presupposto per il CCI.	Perimetro Globale dei Paesi Enel (con entity significative con i requisiti per aderire alla cooperative compliance nell'arco di Piano): Italia, Spagna, Portogallo, Francia, Sudafrica, Olanda e Cile.	Anno: 2021 Valore: **89,9%**	93%(1)	**94% al 2027**	

Non in linea | In linea | Raggiunto

(1) L'indice è stato normalizzato puramente dagli effetti contabili correlati alla distribuzione delle riserve di capitale di Enel Finance International NV che altrimenti sarebbe stato pari a 89% (si veda il paragrafo "Adesione ai regimi di cooperative compliance").

L'indicatore è il rapporto tra i ricavi delle società che hanno aderito ai regimi di cooperative compliance esistenti e i ricavi di tutte le società Enel che hanno le condizioni legali per poter aderire. Pertanto, tale KPI risente sia dell'attivazione di nuovi regimi di cooperative compliance nei Paesi di presenza sia dell'andamento dei ricavi che riflettono le variazioni dello scenario macroeconomico. L'indice non considera i Paesi in cui gli schemi non sono stati legalmente istituiti al momento del calcolo, né le società che non soddisfano i requisiti per l'adesione (per esempio, perché la loro dimensione è inferiore alle soglie previste dalla legge), anche se gli schemi esistono nei loro Paesi.

I ricavi a consuntivo delle entità sono estratti dal Bilancio consolidato (sistema Primo) secondo le logiche del Country-by-Country Reporting – CbCR.

Per il calcolo del target, i ricavi sono stati stimati in base ai dati disponibili a consuntivo e proiettati linearmente negli anni successivi. Ciò rende i ricavi statici nell'orizzonte temporale del target fornendo una chiara visione dei progressi della cooperative compliance non influenzata dall'andamento degli stessi.

Il target è monitorato annualmente anche tramite un power app tool (CCI) di supporto per la raccolta, l'approvazione e il calcolo del dato.





BILANCIO CONSOLIDATO

BILANCIO CONSOLIDATO

Ricavi a 78.947 milioni di euro (95.565 milioni di euro nel 2023, -17,4%)

La variazione è principalmente riconducibile ai minori volumi di energia termoelettrica prodotta e alla diminuzione delle quantità di energia elettrica e gas vendute nei mercati finali, in un regime di prezzi decrescenti, unitamente alle variazioni di perimetro nei due periodi a confronto. Tali effetti sono stati in parte compensati dall'andamento positivo dei ricavi nelle rinnovabili e nelle reti di distribuzione.

Risultato operativo a 15.494 milioni di euro (10.832 milioni di euro nel 2023, +43%)

La variazione è da ricondurre principalmente al positivo andamento dei risultati derivanti dalla gestione operativa e dai minori adeguamenti di valore di attività materiali e immateriali.

Miglioramento dell'indebitamento finanziario netto

I positivi flussi di cassa generati dalla gestione operativa e dal perfezionamento delle operazioni di cessione di attivi realizzate nell'ambito del programma di deleverage e razionalizzazione della presenza geografica del Gruppo hanno più che compensato il fabbisogno generato dagli investimenti del periodo e dal pagamento dei dividendi.

Prospetti contabili consolidati

Conto economico consolidato

Milioni di euro	Note	2024	di cui con parti correlate	2023	di cui con parti correlate
Ricavi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	9.a	73.914	*5.328*	92.882	*7.260*
Altri proventi	9.b	5.033	*82*	2.683	*18*
	[Subtotale]	**78.947**		**95.565**	
Costi					
Energia elettrica, gas e combustibile	10.a	30.282	*8.714*	46.270	*11.578*
Servizi e altri materiali	10.b	19.240	*3.820*	18.304	*3.351*
Costo del personale	10.c	4.938		5.030	
Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti	10.d	1.323		1.334	
Ammortamenti e altri impairment	10.e	7.249		8.089	
Altri costi operativi	10.f	3.940	*212*	6.125	*620*
Costi per lavori interni capitalizzati	10.g	(3.042)		(3.385)	
	[Subtotale]	**63.930**		**81.767**	
Risultati netti da contratti su commodity	11	**477**	*3*	**(2.966)**	*(7)*
Risultato operativo		**15.494**		**10.832**	
Proventi finanziari da contratti derivati	12	2.720		1.558	
Altri proventi finanziari	13	2.409	*209*	2.916	*239*
Oneri finanziari da contratti derivati	12	1.023		2.167	
Altri oneri finanziari	13	7.828	*100*	5.966	*89*
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	13	321		284	
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	14	(210)		(41)	
Risultato prima delle imposte		**11.883**		**7.416**	
Imposte	15	3.654		2.778	
Risultato netto delle continuing operation		**8.229**		**4.638**	
Quota di interessenza del Gruppo		7.016		3.813	
Quota di interessenza di terzi		1.213		825	
Risultato netto delle discontinued operation		**-**		**(371)**	
Quota di interessenza del Gruppo		-		(375)	
Quota di interessenza di terzi		-		4	
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)		**8.229**		**4.267**	
Quota di interessenza del Gruppo		7.016		3.438	
Quota di interessenza di terzi		1.213		829	
Risultato netto per azione	16				
Risultato netto base per azione	16				
Risultato netto base per azione		*0,67*		*0,32*	
Risultato netto base per azione delle continuing operation		*0,67*		*0,36*	
Risultato netto base per azione delle discontinued operation		*-*		*(0,04)*	
Risultato netto diluito per azione	16				
Risultato netto diluito per azione		*0,67*		*0,32*	
Risultato netto diluito per azione delle continuing operation		*0,67*		*0,36*	
Risultato netto diluito per azione delle discontinued operation		*-*		*(0,04)*	

Prospetto di Conto economico consolidato complessivo

Milioni di euro	Note	2024	2023
Risultato netto dell'esercizio		**8.229**	**4.267**
Altre componenti di Conto economico complessivo riclassificabili a Conto economico (al netto delle imposte)			
Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari		(628)	2.714
Variazione del fair value dei costi di hedging		225	49
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto		(35)	98
Variazione di fair value delle attività finanziarie FVOCI		14	11
Variazione della riserva di traduzione		(1.812)	(523)
Altre componenti di Conto economico complessivo cumulate, riclassificabili a Conto economico, relative ad attività non correnti e gruppi di attività in dismissione classificate come possedute per la vendita/attività operative cessate		(41)	16
Altre componenti di Conto economico complessivo non riclassificabili a Conto economico (al netto delle imposte)			
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti		127	(150)
Variazione di fair value di partecipazioni in altre imprese		109	3
Altre componenti di Conto economico complessivo cumulate, non riclassificabili a Conto economico, relative ad attività non correnti e gruppi di attività in dismissione classificate come possedute per la vendita/attività operative cessate		-	(1)
Utili/(Perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto	35	**(2.041)**	**2.217**
Utili/(Perdite) complessivi rilevati nell'esercizio		**6.188**	**6.484**
Quota di interessenza:			
- del Gruppo		5.275	5.172
- di terzi		913	1.312

Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro

ATTIVITÀ	Note	al 31.12.2024	di cui con parti correlate	al 31.12.2023	di cui con parti correlate
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	17	94.584		89.801	
Investimenti immobiliari	20	30		97	
Attività immateriali	21	15.837		17.055	
Avviamento	22	12.850		13.042	
Attività per imposte anticipate	23	9.025		9.218	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	24	1.456		1.650	
Derivati finanziari attivi non correnti	25	2.003	*2*	2.383	*4*
Attività derivanti da contratti con i clienti non correnti	26	523		444	
Altre attività finanziarie non correnti	27	7.607	*864*	8.750	*1.930*
Altre attività non correnti	29	1.937	*3*	2.249	*6*
	[Totale]	**145.852**		**144.689**	
Attività correnti					
Rimanenze	31	3.643		4.290	
Crediti commerciali	32	15.941	*1.486*	17.773	*1.266*
Attività derivanti da contratti con i clienti correnti	26	193		212	
Crediti per imposte sul reddito		787		705	
Derivati finanziari attivi correnti	25	3.512		6.407	
Altre attività finanziarie correnti	28	4.854	*1.964*	4.329	*174*
Altre attività correnti	30	3.891	*102*	4.099	*92*
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	33	8.051		6.801	
	[Totale]	**40.872**		**44.616**	
Attività classificate come possedute per la vendita	34	**415**		**5.919**	
TOTALE ATTIVITÀ		**187.139**		**195.224**	

Milioni di euro

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	Note	al 31.12.2024	di cui con parti correlate	al 31.12.2023	di cui con parti correlate
Patrimonio netto del Gruppo					
Capitale sociale		10.167		10.167	
Riserva azioni proprie		(78)		(59)	
Altre riserve		5.651		6.551	
Utili e perdite accumulati		17.991		15.096	
	[Totale]	**33.731**		**31.755**	
Interessenze di terzi		**15.440**		**13.354**	
Totale patrimonio netto	35	**49.171**		**45.109**	
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	36	60.000	*651*	61.085	*659*
Benefici ai dipendenti	37	1.614		2.320	
Fondi rischi e oneri quota non corrente	38	6.501		6.018	
Passività per imposte differite	23	7.951		8.217	
Derivati finanziari passivi non correnti	25	2.915	*8*	3.373	*8*
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	26	5.682	*17*	5.743	*18*
Altre passività finanziarie non correnti	40	205		141	
Altre passività non correnti	42	3.287		4.103	
	[Totale]	**88.155**		**91.000**	
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	36	3.645	*9*	4.769	*3*
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	36	7.439	*111*	9.086	*111*
Fondi rischi e oneri quota corrente	38	1.333		1.294	
Debiti commerciali	39	13.693	*2.736*	15.821	*2.829*
Debiti per imposte sul reddito		1.589		1.573	
Derivati finanziari passivi correnti	25	3.584	*6*	6.461	*15*
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	26	2.448	*37*	2.126	*53*
Altre passività finanziarie correnti	41	845	*1*	909	-
Altre passività correnti	43	15.087	*42*	14.760	*40*
	[Totale]	**49.663**		**56.799**	
Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita	34	**150**		**2.316**	
Totale passività		**137.968**		**150.115**	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**187.139**		**195.224**	

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato (nota 35)

	Capitale e riserve del Gruppo							
Milioni di euro	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Riserva azioni proprie	Riserva per strumenti di capitale - obbligazioni ibride perpetue	Riserva legale	Altre riserve	Riserva conversione bilanci in valuta estera	Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge
Al 31 dicembre 2022	**10.167**	**7.496**	**(47)**	**5.567**	**2.034**	**2.332**	**(5.912)**	**(3.553)**
Applicazione nuovi princípi contabili	–	–	–	–	–	–	–	–
Al 31 dicembre 2022 restated	**10.167**	**7.496**	**(47)**	**5.567**	**2.034**	**2.332**	**(5.912)**	**(3.553)**
Distribuzione dividendi	–	–	–	–	–	–	–	–
Coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride	–	–	–	–	–	–	–	–
Riclassifiche	–	–	–	–	–	–	–	–
Acquisto azioni proprie	–	–	(21)	–	–	21	–	–
Erogazioni azioni proprie	–	–	9	–	–	(9)	–	–
Riserva per pagamenti basati su azioni (bonus LTI)	–	–	–	–	–	(3)	–	–
Strumenti di capitale - obbligazioni ibride perpetue	–	–	–	986	–	–	–	–
Rivalutazione monetaria (IAS 29)	–	–	–	–	–	–	–	–
Variazione perimetro di consolidato	–	–	–	–	–	–	1.038	49
Operazioni su non-controlling interest	–	–	–	–	–	–	–	–
Utile complessivo rilevato	–	–	–	–	–	–	(415)	2.111
di cui:								
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	–	–	–	–	–	–	*(415)*	*2.111*
- utile dell'esercizio	–	–	–	–	–	–	–	–
Al 31 dicembre 2023	**10.167**	**7.496**	**(59)**	**6.553**	**2.034**	**2.341**	**(5.289)**	**(1.393)**
Distribuzione dividendi	–	–	–	–	–	–	–	–
Coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride	–	–	–	–	–	–	–	–
Acquisto azioni proprie	–	–	(26)	–	–	26	–	–
Erogazioni azioni proprie	–	–	7	–	–	(7)	–	–
Riserva per pagamenti basati su azioni (bonus LTI)	–	–	–	–	–	3	–	–
Strumenti di capitale - obbligazioni ibride perpetue	–	–	–	592	–	–	–	–
Rivalutazione monetaria (IAS 29)	–	–	–	–	–	–	–	–
Variazione perimetro di consolidato	–	–	–	–	–	–	236	5
Operazioni su non-controlling interest	–	–	–	–	–	–	(2)	10
Utile complessivo rilevato	–	–	–	–	–	–	(1.297)	(850)
di cui:								
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	–	–	–	–	–	–	*(1.297)*	*(850)*
- utile dell'esercizio	–	–	–	–	–	–	–	–
Al 31 dicembre 2024	**10.167**	**7.496**	**(78)**	**7.145**	**2.034**	**2.363**	**(6.352)**	**(2.228)**

Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging	Riserve da valutazione strumenti finanziari FVOCI	Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	Rimisurazione delle passività/ (attività) nette per piani a benefici definiti	Riserva per cessioni quote azionarie senza perdita di controllo	Riserva da acquisizioni su non-controlling interest	Utili e perdite accumulati	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di terzi	Totale patrimonio netto
(81)	**(22)**	**(476)**	**(1.063)**	**(2.390)**	**(1.192)**	**15.797**	**28.657**	**13.425**	**42.082**
–	–	–	–	–	–	(2)	**(2)**	–	**(2)**
(81)	**(22)**	**(476)**	**(1.063)**	**(2.390)**	**(1.192)**	**15.795**	**28.655**	**13.425**	**42.080**
–	–	–	–	–	–	(4.215)	**(4.215)**	**(1.177)**	**(5.392)**
–	–	–	–	–	–	(182)	**(182)**	**–**	**(182)**
–	14	–	–	–	–	(14)	**–**	**–**	**–**
–	–	–	–	–	–	(26)	**(26)**	**–**	**(26)**
–	–	–	–	–	–	9	**9**	**–**	**9**
–	–	–	–	–	–	–	**(3)**	**–**	**(3)**
–	–	–	–	–	–	–	**986**	**–**	**986**
–	–	–	–	–	–	291	**291**	**202**	**493**
–	–	4	(2)	–	–	–	**1.089**	**(397)**	**692**
–	–	–	–	–	(21)	–	**(21)**	**(11)**	**(32)**
43	18	97	(120)	–	–	3.438	**5.172**	**1.312**	**6.484**
43	*18*	*97*	*(120)*	–	–	–	***1.734***	***483***	***2.217***
–	–	–	–	–	–	*3.438*	***3.438***	***829***	***4.267***
(38)	**10**	**(375)**	**(1.185)**	**(2.390)**	**(1.213)**	**15.096**	**31.755**	**13.354**	**45.109**
–	–	–	–	–	–	(4.367)	**(4.367)**	**(811)**	**(5.178)**
–	–	–	–	–	–	(246)	**(246)**	**–**	**(246)**
–	–	–	–	–	–	(22)	**(22)**	**–**	**(22)**
–	–	–	–	–	–	7	**7**	**–**	**7**
–	–	–	–	–	–	–	**3**	**–**	**3**
–	–	–	–	–	–	–	**592**	**–**	**592**
–	–	–	–	–	–	507	**507**	**335**	**842**
–	–	6	–	–	–	–	**247**	**(304)**	**(57)**
(6)	–	–	–	(15)	(7)	–	**(20)**	**1.953**	**1.933**
226	122	(35)	93	–	–	7.016	**5.275**	**913**	**6.188**
226	*122*	*(35)*	*93*	–	–	–	***(1.741)***	***(300)***	***(2.041)***
–	–	–	–	–	–	*7.016*	***7.016***	***1.213***	***8.229***
182	**132**	**(404)**	**(1.092)**	**(2.405)**	**(1.220)**	**17.991**	**33.731**	**15.440**	**49.171**

Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro	Note	2024	di cui con parti correlate	2023	di cui con parti correlate
Risultato netto dell'esercizio		**8.229**		**4.267**	
Rettifiche per:					
Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti	10.d	1.323		1.355	
Ammortamenti e altri impairment	10.e	7.249		8.457	
(Proventi)/Oneri finanziari	12-13	3.401		3.437	
(Proventi)/Oneri netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	14	210		(17)	
Imposte	15	3.654		2.807	
Variazioni del capitale circolante netto:		(1.108)		(604)	
- rimanenze	31	558		435	
- crediti commerciali	32	490	*(220)*	(2.487)	*297*
- debiti commerciali	39	(2.451)	*(93)*	(1.165)	*19*
- altre attività derivanti da contratti con i clienti	26	20		(107)	
- altre passività derivanti da contratti con i clienti	26	209	*(16)*	172	*10*
- altre attività e passività		66	*(736)*	2.548	*(52)*
Accantonamenti ai fondi		1.377		1.403	
Utilizzo fondi		(1.698)		(1.647)	
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati	12-13	2.103	*209*	2.049	*239*
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati	12-13	(5.276)	*(100)*	(5.657)	*(89)*
(Proventi)/Oneri netti da valutazione commodity		(16)		1.359	
Imposte pagate	15	(3.912)		(2.958)	
(Plusvalenze)/Minusvalenze		(2.313)		369	
Cash flow da attività operativa (A)		**13.223**		**14.620**	
di cui discontinued operation		–		*132*	
Investimenti in attività materiali non correnti	17-20	(8.931)		(11.383)	
Investimenti in attività immateriali	21	(1.235)		(1.385)	
Contributi in conto capitale ricevuti		1.135		413	
Investimenti in attività derivanti da contratti con i clienti non correnti		(844)		(795)	
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	7	-		(17)	
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	7	5.622		2.083	
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento		145		474	
Cash flow da attività di investimento (B)		**(4.108)**		**(10.610)**	
di cui discontinued operation		–		*(442)*	
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine		6.017		6.093	
Rimborsi di debiti finanziari		(10.430)	*(2)*	(6.006)	*(125)*
Altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto		(691)		(4.072)	
Incassi da cessione di partecipazioni senza perdita di controllo		1.944		–	
Pagamenti effettuati per l'acquisizione di partecipazioni senza modifica del controllo e altre operazioni con non-controlling interest		(22)		(25)	
Emissioni di obbligazioni ibride perpetue[1]		889		1.738	
Rimborsi di obbligazioni ibride perpetue[1]		(297)		(752)	
Acquisto azioni proprie		(27)		(20)	
Dividendi e acconti sui dividendi pagati		(5.126)		(5.135)	
Coupon pagati a titolari di obbligazioni ibride		(246)		(182)	
Cash flow da attività di finanziamento (C)		**(7.989)**		**(8.361)**	
di cui discontinued operation		–		*(16)*	
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)		**(74)**		**(49)**	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)		**1.052**		**(4.400)**	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio[2]		7.143		11.543	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio[3]		8.195		7.143	

(1) Per una migliore esposizione, nel cash flow di attività di finanziamento sono state inserite due righe separate che accolgono l'esposizione a valori lordi di emissioni e rimborsi di prestiti obbligazionari ibridi.

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 6.801 milioni di euro al 1° gennaio 2024 (11.041 milioni di euro al 1° gennaio 2023), "Titoli a breve" pari a 81 milioni di euro al 1° gennaio 2024 (78 milioni di euro al 1° gennaio 2023), "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 261 milioni di euro al 1° gennaio 2024 (98 milioni di euro al 1° gennaio 2023) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Discontinued operation" pari a 326 milioni di euro al 1° gennaio 2023.

(3) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 8.051 milioni di euro al 31 dicembre 2024 (6.801 milioni di euro al 31 dicembre 2023), "Titoli a breve" pari a 138 milioni di euro al 31 dicembre 2024 (81 milioni di euro al 31 dicembre 2023) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 6 milioni di euro al 31 dicembre 2024 (261 milioni di euro al 31 dicembre 2023).

Note di commento

Base di preparazione

1. Forma e contenuto del Bilancio consolidato

La società Enel SpA ha sede in Italia, a Roma, in viale Regina Margherita 137 ed è quotata, dal 1999, alla Borsa di Milano.
Nel corso del 2024 non risultano cambiamenti nella denominazione sociale.
Enel è una multinazionale dell'energia e uno dei principali operatori integrati globali nei settori dell'elettricità e del gas, con un particolare focus su Europa e America Latina.

Il Bilancio consolidato del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2024 comprende i bilanci di Enel SpA e delle sue controllate, la quota di partecipazione del Gruppo in società collegate e joint venture, nonché la quota di attività, passività, costi e ricavi delle joint operation ("il Gruppo").

L'elenco delle società controllate, collegate, joint venture e joint operation incluse nel consolidamento è riportato in allegato.

Il presente Bilancio consolidato è stato approvato e ne è stata autorizzata la pubblicazione dal Consiglio di Amministrazione in data 13 marzo 2025.
Il presente Bilancio è assoggettato a revisione legale da parte di KPMG SpA.

Base di presentazione

Il Bilancio consolidato relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2024 è stato predisposto in conformità ai princípi contabili internazionali (*International Accounting Standards* - IAS e *International Financial Reporting Standards* - IFRS) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB), alle interpretazioni dell'IFRS Interpretations Committee (IFRSIC) e dello Standing Interpretations Committee (SIC), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura dell'esercizio.

L'insieme di tutti i princípi e interpretazioni di riferimento sopraindicati è di seguito definito "IFRS-EU".

Il presente Bilancio consolidato è stato predisposto in attuazione del comma 3 dell'art. 9 del decreto legislativo n. 38 del 28 febbraio 2005.

Il Bilancio consolidato è costituito dal Conto economico consolidato, dal Prospetto di Conto economico consolidato complessivo, dallo Stato patrimoniale consolidato, dal Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato, dal Rendiconto finanziario consolidato, nonché dalle relative Note di commento.

Nello Stato patrimoniale consolidato la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente" con separata presentazione delle attività classificate come possedute per la vendita e delle passività incluse in gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita. Le attività correnti, che includono le disponibilità liquide e i mezzi equivalenti, sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo del Gruppo; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo del Gruppo.

Il Conto economico consolidato presenta una classificazione dei costi in base alla loro natura, con separata presentazione dell'utile (perdita) netto delle continuing operation e di quello delle discontinued operation attribuibile agli azionisti della Capogruppo e ai terzi.

Il Rendiconto finanziario consolidato è preparato utilizzando il metodo indiretto, con separata presentazione del flusso di cassa da attività operativa, da attività di investimento e da attività di finanziamento associato alle discontinued operation. Più in dettaglio, il Rendiconto finanziario è presentato su base lorda e non include le operazioni non monetarie.

In particolare, seppur nella classificazione delle voci il Gruppo non si discosti da quanto previsto dallo IAS 7, si precisa quanto segue:

- nei flussi di cassa da attività operativa si riportano, oltre ai flussi di cassa rivenienti dalla gestione caratteristica, gli interessi sui finanziamenti concessi e ottenuti, nonché i dividendi ricevuti dalle società collegate o da joint venture;
- le attività di investimento includono gli investimenti in attività materiali e immateriali e le relative dismissioni, nonché in attività derivanti da contratti con i clienti riferite ad accordi per servizi in concessione. Includono altresì gli effetti delle aggregazioni aziendali in cui il Gruppo acquisisce o perde il controllo di società e altri investimenti minori;
- nei flussi da attività di finanziamento sono invece inclusi i flussi di cassa originati da operazioni di liability management e leasing, i dividendi e gli acconti sui dividendi pagati agli azionisti della Capogruppo e ai terzi, nonché gli effetti di operazioni su interessenze di terzi che non modificano lo status di controllo delle società interessate;
- si esplicita in una voce separata l'effetto cambio sulle disponibilità liquide e mezzi equivalenti e si stornano, quindi, integralmente gli effetti di Conto economico in modo da neutralizzare il loro effetto nel cash flow da attività operativa.

Per maggiori dettagli sui flussi di cassa del Rendiconto finanziario, si rimanda alla nota 44 "Flussi finanziari".
Il Bilancio consolidato è redatto nella prospettiva della continuità aziendale applicando il metodo del costo storico, a eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione delle singole voci, e delle attività non correnti e dei gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita che sono valutati al minore tra il valore contabile e il fair value al netto dei costi di vendita.
La valuta utilizzata dal Gruppo per la presentazione del Bilancio consolidato è l'euro, valuta funzionale della Capogruppo Enel SpA; tutti i valori sono espressi in milioni di euro, tranne quando diversamente indicato.
Il Conto economico consolidato, lo Stato patrimoniale consolidato e il Rendiconto finanziario consolidato riportano le operazioni con parti correlate, la cui definizione è riportata nella nota 2.2. "Princípi contabili rilevanti".
Il Bilancio consolidato fornisce informativa comparativa del precedente esercizio.

2. Princípi contabili

2.1 Uso di stime e giudizi del management

I ricavi, i costi, le attività, le passività e la relativa informativa, nonché le attività e passività potenziali richiedono che il management prenda decisioni ed effettui stime e assunzioni che possono avere effetto sui loro valori nella redazione del Bilancio consolidato, in applicazione degli IFRS-EU. Le stime e i giudizi del management si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie; essi vengono adottati quando il valore contabile delle attività e passività non è facilmente desumibile da altre fonti. I risultati che si consuntiveranno, pertanto, potrebbero differire da tali stime. Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto economico, qualora la revisione interessi solo quell'esercizio; nel caso in cui, invece, la stessa interessi esercizi sia correnti sia futuri, la variazione è rilevata nell'esercizio in cui la revisione viene effettuata e nei relativi periodi futuri.
Al fine di una migliore comprensione del Bilancio, di seguito sono indicate le principali voci di bilancio interessate dall'uso di stime contabili e le fattispecie che risentono di una significativa componente del giudizio del management, evidenziando le principali assunzioni utilizzate nel loro processo di valutazione, nel rispetto dei sopra richiamati IFRS-EU. La criticità insita in tali valutazioni è determinata dal ricorso ad assunzioni e/o a giudizi professionali relativi a tematiche per loro natura incerte.
Le modifiche delle condizioni alla base delle assunzioni e dei giudizi adottati potrebbero determinare un impatto significativo sui risultati successivi.
Le informazioni incluse nel Bilancio consolidato sono selezionate sulla base di un'analisi di materialità effettuata in linea con i requisiti previsti dal Practice Statement 2 "Making Materiality Judgments", emesso dall'International Accounting Standards Board (IASB).
Per quanto riguarda gli effetti delle tematiche legate al cambiamento climatico, il Gruppo ritiene il cambiamento climatico come un elemento implicito nell'applicazione delle metodologie e dei modelli utilizzati per effettuare stime nella valutazione e/o misurazione di alcune voci contabili. Inoltre, il Gruppo ha anche tenuto conto degli impatti del cambiamento climatico nei giudizi significativi fatti dal management. A tale riguardo, le principali voci incluse nel Bilancio consolidato al

31 dicembre 2024 interessate dall'utilizzo di stime e giudizi del management si riferiscono all'impairment delle attività non finanziarie, alle obbligazioni connesse alla transizione energetica, incluse quelle per lo smantellamento e il ripristino dei siti di alcuni impianti di generazione. Per ulteriori dettagli su tali voci, si rinvia alla nota 17 "Immobili, impianti e macchinari", alla nota 22 "Avviamento" e alla nota 38 "Fondi rischi e oneri".

Uso di stime

Ricavi provenienti da contratti con clienti

I ricavi delle vendite di energia elettrica e gas ai clienti finali sono rilevati al momento della fornitura dell'elettricità o del gas e comprendono, oltre a quanto fatturato in base ai consumi di energia periodicamente misurati attraverso letture periodiche (e di competenza dell'esercizio) oppure in base ai volumi comunicati dai distributori e dai trasportatori, una stima dell'energia elettrica e del gas erogati nell'esercizio ma non ancora fatturati, quale differenza tra l'energia elettrica e gas immessi nella rete di distribuzione e quelli fatturati nell'esercizio, calcolata tenendo conto delle eventuali perdite di rete. I ricavi tra la data di ultima lettura e la fine dell'esercizio si basano su stime del consumo giornaliero del cliente, principalmente fondate sul suo profilo storico, rettificato per riflettere le condizioni atmosferiche o altri fattori che possono influire sui consumi oggetto di stima.
Per ulteriori dettagli su tali ricavi, si rimanda alla nota 9.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni".

Impairment delle attività non finanziarie

Attività quali immobili, impianti e macchinari, investimenti immobiliari valutati al costo, attività immateriali, diritti d'uso, avviamento e partecipazioni in società collegate/joint venture subiscono una riduzione di valore quando il loro valore contabile supera il valore recuperabile, rappresentato dal maggiore fra il fair value, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso.

Le verifiche del valore recuperabile di tali attività vengono svolte secondo i criteri previsti dallo IAS 36 e più dettagliatamente descritti nella nota 22 "Avviamento".

Nel determinare il valore recuperabile, il Gruppo applica generalmente il criterio del valore d'uso, inteso come il valore attuale dei flussi finanziari futuri che si prevede abbiano origine dall'attività oggetto di valutazione, attualizzati utilizzando un tasso di sconto, al lordo delle imposte, che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività.

I flussi finanziari futuri attesi utilizzati per determinare il valore d'uso si basano sul più recente Piano Industriale, approvato dal management, contenente le previsioni di volumi, ricavi, costi operativi e investimenti. Queste previsioni coprono il periodo dei prossimi tre anni; per gli esercizi successivi, si tiene conto:

- delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili considerate nel calcolo dei flussi di cassa, nonché della vita media utile residua degli asset o della durata delle concessioni, in base alle specificità dei business;
- di un tasso di crescita a lungo termine pari alla crescita di lungo periodo della domanda elettrica e/o dell'inflazione (in funzione del Paese e del business) e comunque non eccedente il tasso medio di crescita nel lungo termine del mercato di riferimento.

Il valore recuperabile è sensibile alle stime e alle assunzioni utilizzate per la determinazione dell'ammontare dei flussi di cassa e ai tassi di attualizzazione applicati. Tuttavia, possibili variazioni negli assunti di base per tali calcoli potrebbero produrre differenti valori recuperabili. L'analisi di ciascuno dei gruppi di attività non finanziarie è unica e richiede alla direzione aziendale l'uso di stime e ipotesi considerate prudenti e ragionevoli in relazione alle specifiche circostanze.
In linea con il suo modello di business e nel contesto del processo di transizione energetica, il Gruppo ha anche attentamente valutato se le tematiche legate al cambiamento climatico abbiano inciso sulle ipotesi ragionevoli e sostenibili utilizzate per stimare le proiezioni dei flussi finanziari. A tal riguardo, ove necessario, il Gruppo ha tenuto conto anche degli impatti derivanti dal cambiamento climatico nel lungo periodo, in particolare considerando nella stima del valore terminale un tasso di crescita di lungo termine allineato alla variazione della domanda elettrica risultante dai modelli energetici per Paese.
Le informazioni sulle principali assunzioni utilizzate per stimare il valore recuperabile delle attività con riferimento agli impatti relativi al cambiamento climatico nonché quelle relative alle variazioni di tali assunzioni sono fornite nella nota 22 "Avviamento".

Perdite attese su attività finanziarie

Alla fine di ciascuna data di riferimento del bilancio, il Gruppo rileva un fondo per le perdite attese sui crediti commerciali e le altre attività finanziarie valutate al costo ammortizzato, sugli strumenti di debito valutati

al fair value rilevato a Conto economico complessivo, sulle attività derivanti da contratti con i clienti e su tutte le altre attività rientranti nell'ambito di applicazione dell'impairment.
I fondi per perdite attese sulle attività finanziarie si basano su assunzioni riguardanti il rischio di default e la misurazione delle perdite attese. Nel formulare tali assunzioni e selezionare gli input per il calcolo della perdita attesa, il management utilizza il proprio giudizio professionale, basato sulla esperienza pregressa del Gruppo, sulle condizioni di mercato attuali, oltre che su stime prospettiche alla fine di ciascuna data di riferimento del bilancio.
La perdita attesa (Expected Credit Loss, ECL), calcolata utilizzando la probabilità di default (PD), la perdita in caso di default (LGD) e l'esposizione al rischio in caso di default (EAD), è la differenza fra i flussi finanziari dovuti in base al contratto e i flussi finanziari attesi (comprensivi di tutti i mancati incassi) attualizzati usando il tasso di interesse effettivo originario (EIR).
Per maggiori informazioni sull'approccio generale e semplificato utilizzati nel calcolo delle perdite attese, si veda il contenuto della nota 46 "Strumenti finanziari per categoria".
Sulla base dello specifico mercato di riferimento e del quadro normativo applicabile, nonché delle aspettative di recupero oltre i 90 giorni, per i crediti commerciali, le attività derivanti da contratti con i clienti e i crediti per leasing, ai fini del calcolo delle perdite attese, il Gruppo applica principalmente una definizione di default pari a 180 giorni di scaduto, in quanto è considerato quale indicatore maggiormente rappresentativo dell'incremento significativo del rischio di credito. Di conseguenza, le attività finanziarie scadute da oltre 90 giorni non sono generalmente considerate in default, fatta eccezione per alcuni specifici settori commerciali regolamentati.
Per i crediti commerciali e le attività derivanti da contratti con i clienti, il Gruppo applica prevalentemente un approccio collettivo basato sul raggruppamento degli stessi in cluster, tenuto conto dello specifico contesto regolatorio e di business di riferimento. Il Gruppo adotta un approccio analitico solo per i crediti commerciali che il management considera singolarmente significativi e in presenza di specifiche informazioni sull'incremento significativo del rischio di credito.

Sulla base delle specifiche valutazioni del management, la rettifica forward looking potrà essere applicata considerando informazioni qualitative e quantitative al fine di riflettere possibili eventi e scenari macroeconomici futuri, che potrebbero influenzare il rischio del portafoglio o dello strumento finanziario.

I dettagli degli assunti chiave e degli input utilizzati sono commentati nella nota 46 "Strumenti finanziari per categoria".

Valore ammortizzabile di alcuni elementi degli impianti della filiera idroelettrica italiana a seguito della legge n. 134/2012

La disciplina delle grandi derivazioni idroelettriche è stata significativamente rettificata dal decreto legge "Semplificazioni" (decreto legge n. 135 del 2018 convertito in legge 11 febbraio 2019, n. 12). Gli aggiornamenti introdotti dalla norma in questione, laddove fossero applicabili alle concessioni già in essere, richiederebbero una revisione delle vite utili attribuibili ad alcuni investimenti sugli impianti idroelettrici, per riflettere la possibilità che, al termine della concessione, alcuni impianti possano essere trasferiti a titolo gratuito al nuovo entrante. Tuttavia, nello stimare le vite utili di tali investimenti, la direzione, supportata anche dal parere dei propri legali, ha tenuto in considerazione il prevedibile esito dei ricorsi prontamente attivati dal Gruppo – e non solo – e i relativi profili di incostituzionalità sollevati anche dalle associazioni di categoria. Conseguentemente, ha ritenuto che la norma contenga questioni di incostituzionalità così gravi da essere effettivamente riconosciute nelle opportune sedi. In tale contesto, la direzione ha, quindi, ritenuto corretto non riflettere in alcun modo le modifiche introdotte dalla citata norma e ha dunque proseguito a valutare le vite utili di detti impianti in continuità con gli esercizi precedenti e con il precedente impianto normativo, valutando che questa sia la stima più realistica.

A tal proposito, si segnala che la legge 7 agosto 2012, n. 134 recante "Misure urgenti per la crescita del Paese", pubblicata nella Gazzetta Ufficiale in data 11 agosto 2012, ha profondamente innovato la disciplina delle concessioni idroelettriche, prevedendo, tra l'altro, che cinque anni prima dello scadere di una concessione di grande derivazione per uso idroelettrico e nei casi di decadenza, rinuncia e revoca, ove non sussista un prevalente interesse pubblico a un diverso uso delle acque incompatibile con il mantenimento dell'uso a fine idroelettrico, l'amministrazione competente indica una gara, a evidenza pubblica, per l'attribuzione a titolo oneroso della concessione per un periodo di durata da 20 anni fino a un massimo di 30 anni.

Al fine di garantire la continuità gestionale, la legge di cui sopra ha altresì definito le modalità di trasferi-

mento dal concessionario uscente al nuovo concessionario della titolarità del ramo d'azienda necessario per l'esercizio della concessione, comprensivo di tutti i rapporti giuridici afferenti alla concessione stessa, dietro il riconoscimento di un corrispettivo, da determinarsi in contraddittorio tra il concessionario uscente e l'amministrazione concedente, tenuto conto dei seguenti elementi:

- per le opere di raccolta, di regolazione e di condotte forzate e i canali di scarico, considerati gratuitamente devolvibili dal Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici (art. 25 del regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775), sulla base del costo storico rivalutato, calcolato al netto dei contributi pubblici in conto capitale, anch'essi rivalutati, ricevuti dal concessionario per la realizzazione di tali opere, diminuito nella misura della stima dell'ordinario degrado;
- per i beni materiali diversi dai precedenti, sulla base del valore di mercato, inteso come valore di ricostruzione a nuovo diminuito nella misura dell'ordinario degrado.

Pur riconoscendo che la nuova normativa introduce importanti novità in materia di trasferimento della titolarità del ramo d'azienda relativo all'esercizio delle concessioni idroelettriche, risultano evidenti tutte le difficoltà legate all'applicazione pratica dei suddetti princípi cui rimangono associate delle incertezze che non consentono di effettuare una stima affidabile del valore che potrà essere recuperato al termine delle attuali concessioni (valore residuo).

Pertanto, il management ha ritenuto di non poter procedere a una stima ragionevole e affidabile del valore residuo.

Dato che la norma in oggetto impone comunque al concessionario subentrante di riconoscere un corrispettivo al concessionario uscente, il management ha riconsiderato il periodo di ammortamento dei beni definiti come gratuitamente devolvibili prima della legge n. 134/2012 (fino all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2011, stante la loro gratuita devoluzione, il periodo di ammortamento era commisurato al termine più ravvicinato fra quello della concessione o della vita utile del singolo bene), commisurandolo non più alla durata della concessione ma, se più ampia, alla vita utile del singolo bene. Qualora si renderanno disponibili elementi ulteriori per effettuare una stima affidabile del valore residuo, si procederà alla modifica prospettica dei valori contabili delle attività coinvolte.

Determinazione del fair value di strumenti finanziari

Il fair value degli strumenti finanziari è determinato sulla base di prezzi direttamente osservabili sul mercato, ove disponibili, o, per gli strumenti finanziari non quotati, utilizzando specifiche tecniche di valutazione (principalmente basate sul present value) che massimizzano l'utilizzo di input osservabili sul mercato. Nelle rare circostanze ove ciò non fosse possibile, gli input sono stimati dal management tenendo conto delle caratteristiche degli strumenti oggetto di valutazione.
Per ulteriori dettagli sugli strumenti finanziari misurati al fair value, si rimanda alla nota 50 "Attività e passività misurate al fair value".
In conformità con l'IFRS 13, il Gruppo include la misura del rischio di credito, sia della controparte (Credit Valuation Adjustment o CVA) sia proprio (Debit Valuation Adjustment o DVA), al fine di poter effettuare l'aggiustamento del fair value degli strumenti finanziari derivati per la corrispondente misura del rischio controparte, applicando la metodologia riportata alla nota 50 "Attività e passività misurate al fair value".
Variazioni nelle assunzioni effettuate nella stima dei dati di input potrebbero avere effetti sul fair value rilevato per tali strumenti.

Piani pensionistici e altri piani per benefíci post-pensionamento

Una parte dei dipendenti del Gruppo beneficia di piani pensionistici che offrono prestazioni previdenziali basate sulla storia retributiva e sui rispettivi anni di servizio. Alcuni dipendenti beneficiano, inoltre, della copertura di altri piani per benefíci post-pensionamento.
I calcoli dei costi e delle passività associate a tali piani sono basati su stime effettuate da consulenti attuariali, che utilizzano una combinazione di fattori statistico-attuariali, tra cui dati statistici relativi agli anni passati e previsioni dei costi futuri. Sono inoltre considerati come componenti di stima gli indici di mortalità e di pensionamento, le ipotesi relative all'evoluzione futura dei tassi di sconto, dei tassi di crescita delle retribuzioni, dei tassi inflazionistici, nonché l'analisi dell'andamento tendenziale dei costi dell'assistenza sanitaria.
Tali stime potranno differire sostanzialmente dai risultati effettivi, per effetto dell'evoluzione delle condizioni economiche e di mercato, di incrementi o riduzioni dei tassi di pensionamento e della durata di vita dei partecipanti, oltre che di variazioni dei costi effettivi dell'assistenza sanitaria.
Tali differenze potranno avere un impatto significativo sulla quantificazione della spesa previdenziale e degli altri oneri a questa collegati.

Per ulteriori dettagli sulle principali ipotesi attuariali adottate si rinvia alla nota 37 "Benefíci ai dipendenti".

Fondi rischi e oneri

Per maggiori dettagli riguardo i fondi rischi e oneri, si rinvia alla nota 38 "Fondi rischi e oneri".
La nota 55 "Attività e passività potenziali" fornisce anche informazioni riguardo alle attività e passività potenziali maggiormente significative per il Gruppo a fine esercizio.

Contenziosi

Il Gruppo è parte in diversi procedimenti civili, amministrativi e fiscali, collegati al normale svolgimento delle proprie attività, che potrebbero generare passività di importo significativo, per i quali non è sempre oggettivamente possibile prevedere l'esito finale. La valutazione dei rischi legati ai suddetti procedimenti è basata su elementi complessi che per loro natura implicano il ricorso a giudizio degli Amministratori, anche tenendo conto degli elementi acquisiti da parte di consulenti esterni che assistono il Gruppo, con riferimento alla loro classificazione tra le passività potenziali ovvero tra le passività.
Sono stati costituiti fondi destinati a coprire tutte le passività significative per i casi in cui i legali abbiano constatato che un esito sfavorevole sia più verosimile piuttosto che il contrario (ovvero, "more likely than not") e che possa essere effettuata una stima attendibile dell'importo della spesa.

Obbligazioni connesse agli impianti di generazione, ivi incluse quelle per smantellamento e ripristino siti

L'esercizio dell'attività di generazione può comportare obbligazioni da parte dell'esercente con riferimento a interventi futuri che dovranno essere sostenuti alla conclusione del periodo di funzionamento dell'impianto.
Tali interventi possono afferire alle attività di smantellamento degli impianti e al ripristino in bonis dei siti sui quali essi insistono ovvero a obbligazioni di natura diversa, le quali discendono naturalmente dalla tecnologia di generazione adottata. La natura di tali obbligazioni incide fortemente anche sul trattamento contabile al quale le stesse vengono assoggettate.

Nel caso degli impianti nucleari, dove tali oneri attengono sia ad attività di smantellamento sia allo stoccaggio delle scorie o di altri scarti di materiali radioattivi, la stima dei costi futuri rappresenta un processo critico in considerazione del fatto che si tratta di costi che verranno sostenuti in un arco temporale molto lungo, stimabile fino a 100 anni.

L'obbligazione, basata su ipotesi finanziarie e ingegneristiche, è calcolata attualizzando i futuri flussi di cassa attesi che il Gruppo ritiene di dover pagare a fronte delle diverse obbligazioni assunte.

Il tasso di sconto impiegato per l'attualizzazione della passività è quello cosiddetto "privo di rischio", al lordo delle imposte (pre-tax risk free rate), e si basa sui parametri economici del Paese dove l'impianto è dislocato. Tale passività è quantificata dal management sulla base della tecnologia esistente alla data di valutazione ed è rivista, ogni anno, tenendo conto dello sviluppo nelle tecniche di stoccaggio, smantellamento e ripristino del sito, nonché della continua evoluzione delle leggi esistenti in materia di protezione della salute e della tutela ambientale.

Successivamente il valore dell'obbligazione è adeguato per riflettere il trascorrere del tempo e le eventuali variazioni di stima.

Si rinvia alla nota 38 "Fondi per rischi e oneri" per maggiori dettagli sui tassi di attualizzazione, sui costi stimati non attualizzati e sulla loro tempistica, utilizzati per il calcolo del fondo smantellamento e ripristino impianti.

Contratti onerosi

Al fine di identificare un contratto oneroso, il Gruppo stima i costi non discrezionali necessari per l'adempimento delle obbligazioni assunte (incluse le eventuali penali) nell'ambito del contratto e i benefíci economici che si suppone si otterranno dallo stesso contratto.

Leasing

Quando il tasso di interesse implicito nel leasing non può essere determinato facilmente, il Gruppo utilizza il tasso di finanziamento marginale (Incremental Borrowing Rate - IBR) alla data di decorrenza del leasing, per calcolare il valore attuale dei pagamenti dovuti. Tale tasso corrisponde a quello che il locatario dovrebbe pagare per un prestito, con una durata e con garanzie simili, necessario per ottenere un'attività di valore simile all'attività consistente nel diritto di utilizzo in un contesto economico simile. In assenza di input osservabili, il Gruppo stima l'IBR sulla base di assunzioni che riflettono la durata e le condizioni contrattuali del leasing e su altre stime specifiche alla società locataria.
L'aspetto che ha richiesto il maggior ricorso al giudizio professionale da parte del Gruppo riguarda la determinazione dell'IBR, per la stima del valore attuale dei

pagamenti dovuti per il leasing da corrispondere al locatore.
In tale contesto, l'approccio del Gruppo per la determinazione dell'IBR è basato sulla valutazione delle tre seguenti componenti chiave:

- il tasso privo di rischio, che considera i flussi contrattuali dei pagamenti per il leasing in valuta, il contesto economico al momento della negoziazione del contratto di leasing e la sua durata;
- l'aggiustamento per il credit spread, al fine di calcolare un IBR specifico per il locatario tenendo conto dell'eventuale garanzia della Capogruppo o di altre garanzie sottostanti;
- le rettifiche inerenti al contratto di leasing, per riflettere nel calcolo dell'IBR il fatto che il tasso di attualizzazione è direttamente collegato al tipo di attività sottostante, anziché a un tasso di finanziamento marginale generico. In particolare, il rischio di insolvenza per il locatore è mitigato dal suo diritto a reclamare l'attività sottostante.

Per ulteriori dettagli sulle passività del leasing, si rinvia alla nota 46 "Strumenti finanziari per categoria".

Imposte sul reddito

Recupero di imposte anticipate

Al 31 dicembre 2024 il Bilancio consolidato comprende attività per imposte anticipate, connesse alla rilevazione di perdite fiscali o di crediti d'imposta utilizzabili in esercizi successivi e a componenti di reddito a deducibilità tributaria differita, per un importo il cui futuro recupero è ritenuto dagli Amministratori altamente probabile.
La recuperabilità delle suddette imposte anticipate è subordinata al conseguimento di redditi imponibili futuri sufficientemente capienti per l'assorbimento delle predette perdite fiscali e per l'utilizzo dei benefici delle altre attività per imposte anticipate.
Significativi giudizi del management sono richiesti per valutare la probabilità della recuperabilità delle imposte anticipate, considerando tutte le evidenze possibili, sia negative sia positive, e per determinarne l'ammontare che può essere rilevato in bilancio, in base alla tempistica e all'ammontare dei redditi imponibili futuri, alle future strategie di pianificazione fiscale nonché alle aliquote fiscali vigenti al momento del loro riversamento. Tuttavia, nel momento in cui si dovesse constatare che il Gruppo non sia in grado di recuperare negli esercizi futuri la totalità o una parte delle imposte anticipate rilevate, la conseguente rettifica verrà imputata al Conto economico dell'esercizio in cui si verifica tale circostanza.
La recuperabilità delle attività per imposte anticipate è riesaminata a ogni chiusura di periodo; le attività per imposte anticipate non rilevate in bilancio sono nuovamente valutate a ogni data di riferimento del bilancio al fine di verificare le condizioni per la loro rilevazione.
Per ulteriori dettagli sulle imposte anticipate rilevate o non rilevate, si rinvia alla nota 23 "Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite".

Giudizi del management

Identificazione dei settori operativi

In linea con i requisiti previsti dall'IFRS 8, i settori operativi primari del Gruppo sono rappresentati dalle Linea di Business, identificate come componenti:

- che svolgono attività di business generatrici di ricavi e di costi (compresi i ricavi e i costi riguardanti operazioni con altre sue componenti);
- i cui risultati operativi sono rivisti periodicamente dal management ai fini dell'adozione di decisioni in merito alle risorse da allocare al settore e della valutazione dei risultati; e
- per le quali sono disponibili informazioni economico-patrimoniali separate.

Inoltre, i settori operativi secondari del Gruppo sono rappresentati dalle regioni e dai Paesi in cui esso opera, fornendo un'ulteriore dimensione di analisi gestionale e consentendo il monitoraggio delle performance di ogni Linea di Business su base geografica.

Identificazione delle Cash Generating Units (CGU)

Ai fini dell'impairment test, quando non è possibile calcolare il valore recuperabile di una singola attività, il Gruppo identifica il più piccolo gruppo di attività che genera flussi finanziari in entrata ampiamente indipendenti. Una CGU rappresenta il più piccolo gruppo di attività che genera flussi finanziari in entrata che sono ampiamente indipendenti da quelli derivanti da altre attività o gruppi di attività.
Il processo di individuazione delle predette CGU implica giudizio da parte del management relativamente alla natura specifica delle attività e del business cui esse appartengono (area territoriale, aree di business, normativa di riferimento ecc.). Tale processo tiene anche conto delle modalità di gestione e monitoraggio delle attività ivi incluse, nonché dell'evidenza che i flussi finanziari in entrata derivanti dal gruppo di attività siano ampiamente indipendenti da quelli derivanti da altre attività (o gruppi di attività).

Anche le attività incluse in ogni CGU sono individuate sulla base delle modalità attraverso le quali il management le gestisce e le monitora. In particolare, il numero e il perimetro delle CGU sono sistematicamente aggiornati per riflettere gli effetti di nuove operazioni di aggregazione e riorganizzazione realizzate dal Gruppo.

Le CGU identificate dal management e alle quali è stato allocato l'avviamento iscritto nel presente Bilancio consolidato e i criteri con cui sono state identificate tali CGU sono riportati nella nota 22 "Avviamento".

Determinazione della vita utile di attività non finanziarie

Nel determinare la vita utile di immobili, impianti e macchinari e attività immateriali aventi vita utile definita, il Gruppo considera non solo i benefíci economici futuri – contenuti nelle attività – fruiti tramite il loro utilizzo, ma anche molti altri fattori, quali il deterioramento fisico, l'obsolescenza del prodotto o servizio forniti dal bene (per esempio, tecnica, tecnologica o commerciale), restrizioni legali o altri vincoli similari (per esempio, sicurezza, ambientali ecc.) nell'utilizzo del bene, se la vita utile del bene dipende dalla vita utile di altri beni. Inoltre, nella stima delle vite utili delle attività interessate, il Gruppo ha tenuto conto del proprio impegno nell'ambito dell'Accordo di Parigi. Per maggiori dettagli su tale aspetto, si rimanda alla nota 17 "Immobili, impianti e macchinari".

Valutazione dell'esistenza dei requisiti del controllo

Secondo le previsioni dell'IFRS 10, il controllo è ottenuto quando il Gruppo è esposto a rendimenti variabili, o detiene diritti su tali rendimenti, derivanti dal rapporto con la società partecipata e ha la capacità di incidere su tali rendimenti, attraverso l'esercizio del proprio potere sulla società partecipata. Il potere è definito come la capacità attuale di dirigere le attività rilevanti della società partecipata in virtù di diritti sostanziali esistenti. L'esistenza del controllo non dipende esclusivamente dal possesso della maggioranza dei diritti di voto, ma, piuttosto, dai diritti sostanziali di ciascun investitore sulla società partecipata. Conseguentemente, è richiesto il giudizio del management per valutare specifiche situazioni che determinino diritti sostanziali che attribuiscono al Gruppo il potere di dirigere le attività rilevanti della società partecipata in modo da influenzarne i rendimenti.

Ai fini dell'assessment sul requisito del controllo, il management analizza tutti i fatti e le circostanze, inclusi eventuali accordi con gli altri investitori anche in riferimento al voto o la nomina dei direttori, i diritti derivanti da altri accordi contrattuali, i diritti di voto potenziali (call option, warrant, put option assegnate ad azionisti minoritari ecc.) e altre previsioni legali. Tali altri fatti e circostanze possono risultare particolarmente rilevanti nell'ambito di tale valutazione soprattutto nei casi in cui il Gruppo detiene meno della maggioranza dei diritti di voto, o diritti similari, della società partecipata.
Inoltre, anche se detiene più della metà dei diritti di voto di un'altra società, il Gruppo considera tutti i fatti e le circostanze rilevanti nel valutare se controlla la società partecipata.
Il Gruppo riesamina l'esistenza delle condizioni di controllo su una società partecipata quando i fatti e le circostanze indichino che ci sia stata una variazione di uno o più elementi considerati per la verifica dell'esistenza del controllo.

Valutazione dell'esistenza del controllo congiunto e del tipo di accordo a controllo congiunto

Secondo l'IFRS 11, un accordo a controllo congiunto è un accordo nel quale due o più parti detengono il controllo congiunto. Si ha il controllo congiunto unicamente quando per le decisioni relative alle attività rilevanti è richiesto il consenso unanime delle parti che condividono il controllo.
Un accordo a controllo congiunto si può configurare come una joint venture o una joint operation. Una joint venture è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Per contro, una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto hanno diritti sulle attività e obbligazioni per le passività relative all'accordo.
Al fine di determinare l'esistenza del controllo congiunto e il tipo di accordo a controllo congiunto, è richiesto il giudizio del management, che deve valutare i diritti e gli obblighi derivanti dall'accordo. A tal fine il management considera la struttura e la forma legale dell'accordo, i termini concordati tra le parti nell'accordo contrattuale e, quando rilevanti, altri fatti e circostanze.
A seguito di tale analisi il Gruppo ha considerato come joint operation gli accordi per la partecipazione in Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II.
Il Gruppo riesamina l'esistenza del controllo congiunto quando i fatti e le circostanze indicano che c'è stata una variazione di uno o più elementi considerati per la verifica dell'esistenza del controllo congiunto e del tipo di accordo a controllo congiunto.

Per ulteriori dettagli sulle partecipazioni del Gruppo in joint venture, si rinvia alla nota 24 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto".

Valutazione dell'esistenza dell'influenza notevole su una società collegata

Le società collegate sono quelle in cui il Gruppo esercita un'influenza notevole, ossia il potere di partecipare alla determinazione delle decisioni circa le politiche finanziarie e gestionali della società partecipata senza esercitare il controllo o il controllo congiunto su queste politiche. In linea generale, si presume che il Gruppo abbia un'influenza notevole quando lo stesso detiene una partecipazione di almeno il 20%.

Al fine di determinare l'esistenza dell'influenza notevole è richiesto il giudizio del management che deve valutare tutti i fatti e le circostanze.
Il Gruppo riesamina l'esistenza dell'influenza notevole quando i fatti e le circostanze indicano che c'è stata una variazione di uno o più elementi considerati per la verifica dell'esistenza di tale influenza notevole.
Per ulteriori dettagli sulle partecipazioni del Gruppo in società collegate, si rinvia alla nota 24 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto".

Determinazione delle attività non correnti (o gruppi in dismissione) possedute per la vendita e attività operative cessate (discontinued operation)

Un'attività è classificata come "posseduta per la vendita" quando la sua vendita è altamente probabile.
Per valutare se una vendita è altamente probabile, il Gruppo considera se:

- il management è impegnato in un programma per la dismissione dell'attività (o del gruppo in dismissione), e sono state avviate tutte le attività necessarie per individuare un acquirente e completare il programma;
- si prevede che la vendita venga completata entro un anno dalla data di classificazione dell'attività come posseduta per la vendita, soggetto a proroga qualora il ritardo sia causato da eventi o circostanze indipendenti dal controllo del Gruppo e vi siano sufficienti evidenze che lo stesso mantenga il proprio impegno nel programma di vendita;
- le azioni richieste per completare il programma di vendita dimostrino l'improbabilità che il programma possa essere significativamente modificato o annullato.

Inoltre, un'attività (o gruppo di attività) è presentata dal Gruppo come discontinued operation quando è classificata come posseduta per la vendita, e:

- rappresenta un importante ramo autonomo di attività o area geografica di attività;
- fa parte di un unico programma coordinato di dismissione di un importante ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività; o
- è una società controllata acquisita esclusivamente al fine della sua vendita.

Applicazione dell'"IFRIC 12 – Accordi per servizi in concessione" alle concessioni

Il Gruppo, come concessionario, applica l'IFRIC 12 agli accordi per servizi in concessione da "pubblico a privato", in cui un'autorità pubblica (ossia, il concedente) trasferisce a un concessionario il diritto di gestire le infrastrutture utilizzate per fornire servizi pubblici.
In particolare, il management valuta se gli accordi per servizi in concessione da "pubblico a privato" sono nel perimetro di applicazione IFRIC 12 in base a quanto segue:

- il concedente controlla o regolamenta quali servizi il concessionario deve fornire con l'infrastruttura, a chi li deve fornire e a quale prezzo; e
- il concedente controlla, tramite la proprietà, titolo a benefíci o in un altro modo, qualsiasi interessenza residua significativa nell'infrastruttura alla scadenza dell'accordo.

Sulla base di tali analisi, l'IFRIC 12 è risultato applicabile ad accordi per servizi in concessione da parte di talune società operanti principalmente in Brasile.
Per ulteriori dettagli sugli accordi per servizi in concessione rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12, si rinvia alla nota 18 "Accordi per servizi in concessione".

Ricavi provenienti da contratti con clienti

Il Gruppo analizza con cura le condizioni e termini contrattuali a livello di giurisdizione locale al fine di determinare se un contratto esiste e se crea diritti e obbligazioni esigibili, così da applicare l'IFRS 15 solo a tali contratti.

Qualora un contratto preveda una molteplicità di beni e servizi promessi, il Gruppo valuta se questi devono essere rilevati separatamente o congiuntamente, considerando sia le caratteristiche individuali dei beni/servizi (ossia, se essi sono distinti oppure se si tratta di una serie di beni o servizi distinti che sono sostanzialmente uguali e che presentano le stesse modalità

di trasferimento al cliente nel corso del tempo), sia la natura della promessa nel contesto contrattuale. A tal fine, devono essere inoltre considerati tutti i fatti e le circostanze relativi al contratto specifico nel contesto legale e regolatorio di riferimento. Per valutare quando un'obbligazione di fare è soddisfatta, il Gruppo valuta il momento in cui il controllo dei beni o servizi è trasferito al cliente, considerato principalmente dal punto di vista del cliente stesso.

Per ogni obbligazione di fare, e in relazione alla tipologia di transazione:

- il ricavo viene rilevato nel corso del tempo sulla base dei progressi verso il completo adempimento dell'obbligazione di fare, se la stessa è adempiuta nel corso del tempo, come nel caso della prestazione dei servizi. La misurazione dei progressi verso l'adempimento di un'obbligazione di fare viene effettuata, in maniera consistente per obbligazioni di fare e circostanze similari, utilizzando un metodo basato sugli "output" oppure sugli "input". In particolare, il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost method) è considerato adeguato, tranne nei casi in cui un'analisi specifica del contratto suggerisca l'uso di un metodo più appropriato. Nel caso in cui non sia in grado di valutare ragionevolmente i progressi verso l'adempimento dell'obbligazione di fare, il Gruppo rileva i ricavi solo nella misura dei costi sostenuti che sono considerati recuperabili;
- il ricavo è riconosciuto nel momento in cui il cliente ottiene il controllo dell'attività promessa, considerando, nel complesso, tutti gli indicatori rilevanti, se invece l'obbligazione di fare è adempiuta in un determinato momento, come nel caso della fornitura di beni.

Per determinare se un contratto comprende un corrispettivo variabile (ovvero, un corrispettivo che può variare o dipende dal verificarsi o meno di un evento futuro), il Gruppo fa riferimento a tutti i fatti e circostanze applicabili. Nella stima del corrispettivo variabile, il Gruppo utilizza il metodo che consente di prevedere meglio l'importo del corrispettivo al quale avrà diritto, applicandolo in modo uniforme per tutta la durata del contratto e a contratti simili, anche utilizzando tutte le informazioni a sua disposizione, e aggiornando tale stima fino a che non sia risolta l'incertezza. Il Gruppo include i corrispettivi variabili stimati nel prezzo dell'operazione solo nella misura in cui è altamente probabile che quando successivamente sarà risolta l'incertezza associata al corrispettivo variabile non si verifichi un significativo aggiustamento al ribasso dell'importo dei ricavi cumulati rilevati.

Il Gruppo considera di agire in qualità di "agent" in taluni contratti in cui non ha la responsabilità principale per l'adempimento del contratto e pertanto non controlla i beni e servizi prima del loro trasferimento ai clienti. Per esempio, il Gruppo agisce in qualità di "agent" in taluni contratti relativi a servizi di connessione alla rete dell'energia elettrica/gas e ad altre attività collegate in funzione dell'assetto regolamentare o normativo locale.
Nei contratti che prevedono più di un'obbligazione di fare (per esempio, contratti di vendita "bundled"), in generale il Gruppo ripartisce il prezzo dell'operazione fra le diverse obbligazioni di fare in proporzione al prezzo di vendita a sé stante dei beni o servizi distinti inclusi in ciascuna obbligazione di fare. Il Gruppo determina i prezzi di vendita a sé stanti tenendo conto di tutte le informazioni e usando i prezzi osservabili quando sono disponibili sul mercato o, in mancanza di ciò, avvalendosi di un metodo di stima che massimizza l'utilizzo di input osservabili e applicandolo in modo uniforme in circostanze analoghe.
Se il Gruppo valuta che un contratto comprende un'opzione per beni o servizi aggiuntivi (per esempio, programmi di fidelizzazione della clientela od opzioni di rinnovo) che riconosce al cliente un diritto significativo, il prezzo dell'operazione è allocato a tale opzione considerando che questa rappresenti un'obbligazione di fare aggiuntiva.

Il Gruppo valuta la recuperabilità dei costi incrementali per l'ottenimento di un contratto sia a livello di singolo contratto sia per gruppo di contratti, se tali costi sono associati a un gruppo di contratti.

Il Gruppo supporta la recuperabilità di tali costi in base alla propria esperienza con altre operazioni simili e valutando fattori diversi, tra cui potenziali rinnovi, modifiche e contratti successivi con lo stesso cliente.

Il Gruppo ammortizza tali costi sulla durata media del rapporto con il cliente. Al fine di determinare tale periodo atteso di ottenimento di benefíci derivanti dal contratto, il Gruppo si avvale della sua esperienza pregressa (per esempio, il "tasso di abbandono"), di indicazioni previsionali desumibili da contratti simili e di informazioni disponibili sull'andamento del mercato.

Power Purchase Agreement

I Power Purchase Agreement (PPA), che prevedono la consegna fisica dell'energia e che non rispettano i requisiti dell'IFRS 10 per l'esistenza del controllo o

del controllo congiunto su una società o su un asset e dell'IFRS 16 per la rilevazione di un leasing, ma che rispettano la definizione di derivato dell'IFRS 9, sono contabilizzati in base alle regole dell'own use exemption, quando le relative condizioni sono soddisfatte.

Con riferimento ai Virtual PPA che rispettano la definizione di derivato ai sensi dell'IFRS 9 si rinvia alla nota 49 "Derivati ed hedge accounting".

Classificazione e valutazione delle attività finanziarie

Alla data di rilevazione iniziale, al fine di classificare le attività finanziarie, come attività finanziarie al costo ammortizzato, al fair value rilevato tra le altre componenti di Conto economico complessivo e al fair value rilevato a Conto economico, il management valuta le caratteristiche contrattuali dei flussi di cassa dello strumento unitamente al modello di business adottato per gestire le attività finanziarie al fine di generare flussi di cassa.

Per valutare le caratteristiche dei flussi di cassa contrattuali dello strumento, il management effettua l'"SPPI test" a livello di singolo strumento per determinare se lo stesso generi flussi di cassa che rappresentano solamente pagamento di capitale e interessi, effettuando specifiche valutazioni sulle clausole contrattuali degli strumenti finanziari così come analisi quantitative qualora necessarie.

Il modello di business determina se i flussi di cassa deriveranno dall'incasso degli stessi in base al contratto, dalla vendita delle attività finanziarie o da entrambi.

Per maggiori dettagli, si rinvia alla nota 46 "Strumenti finanziari per categoria".

Hedge accounting

L'hedge accounting è applicato ai derivati al fine di riflettere in bilancio gli effetti delle strategie di risk management del Gruppo.

A tale scopo, il Gruppo documenta all'inception della transazione la relazione tra lo strumento di copertura e l'elemento coperto, così come gli obiettivi e la strategia di risk management. Inoltre, il Gruppo valuta, sia all'inception della relazione sia su base sistematica, se gli strumenti di copertura sono altamente efficaci nel compensare le variazioni nel fair value o nei flussi di cassa degli elementi coperti.

Sulla base del giudizio del management, la valutazione dell'efficacia basata sull'esistenza di una relazione economica tra gli strumenti di copertura e gli elementi coperti, la dominanza del rischio di credito nelle variazioni di valore e l'hedge ratio, così come la misurazione dell'inefficacia, sono valutate mediante un assessment qualitativo o un calcolo quantitativo, a seconda degli specifici fatti e circostanze e delle caratteristiche degli strumenti di copertura e degli elementi coperti.
In relazione alle coperture dei flussi di cassa di transazioni future, il management valuta e documenta che le stesse sono altamente probabili e presentano una esposizione alle variazioni dei flussi di cassa che impatta il Conto economico.

Per maggiori dettagli circa le assunzioni chiave sulla valutazione dell'efficacia e la misurazione dell'inefficacia, si rinvia alla nota 49.1 "Derivati designati come strumenti di copertura".

Leasing

Considerata la complessità richiesta per la valutazione dei contratti di leasing, unita alla loro durata a lungo termine, l'applicazione dell'IFRS 16 impone un significativo ricorso al giudizio professionale. In particolare, ciò è stato necessario per:

- applicare la definizione di leasing a fattispecie tipiche dei settori in cui opera il Gruppo;
- identificare la componente di servizio nell'ambito dei contratti di leasing;
- valutare eventuali opzioni di rinnovo e di risoluzione previste nei contratti al fine di determinare la durata dei contratti, esaminando congiuntamente la probabilità di esercizio di tali opzioni e qualsiasi significativa miglioria sulle attività sottostanti;
- identificare eventuali pagamenti variabili che dipendono da indici o tassi per determinare se le variazioni di questi ultimi possano avere un impatto sui futuri pagamenti per il leasing nonché sull'ammontare dell'attività consistente nel diritto di utilizzo;
- stimare il tasso di attualizzazione per calcolare il valore attuale dei pagamenti dovuti per il leasing; per ulteriori dettagli sulle ipotesi usate per la stima di questo tasso si rinvia al sottoparagrafo "Uso di stime".

Per maggiori dettagli riguardo i contratti di leasing, si rinvia alla nota 19 "Leasing".

Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito

Il Gruppo determina se prendere in considerazione ciascun trattamento fiscale incerto separatamente o

congiuntamente a uno o più trattamenti fiscali incerti, nonché se riportare l'effetto dell'incertezza usando il metodo dell'importo più probabile o il metodo del valore atteso, scegliendo quello che, secondo le sue proiezioni, meglio prevede la soluzione dell'incertezza, tenuto conto delle normative fiscali locali.

Il Gruppo effettua un significativo ricorso al giudizio professionale nell'identificare le incertezze sui trattamenti ai fini delle imposte sul reddito e riesamina i giudizi e le stime effettuate in presenza di un cambiamento dei fatti e delle circostanze che potrebbe modificare la conclusione sull'accettabilità di un determinato trattamento fiscale oppure sulla stima degli effetti dell'incertezza, o entrambi.
Per ulteriori dettagli circa le imposte sul reddito, si rinvia alla nota 15 "Imposte".

2.2 Princípi contabili rilevanti

Parti correlate

Ai sensi dello IAS 24, per parti correlate si intendono principalmente quelle che condividono con Enel SpA il medesimo soggetto controllante, le società che direttamente o indirettamente sono controllate da Enel SpA, le società collegate o joint venture (comprese le loro controllate) di Enel SpA, o le società collegate o joint venture (comprese le loro controllate) di qualsiasi società del Gruppo.

Nella definizione di parti correlate rientrano, inoltre, quelle entità che gestiscono piani di benefíci post-pensionistici per i dipendenti di Enel SpA o di sue società correlate (nello specifico, i fondi pensione FOPEN e FONDENEL), nonché i Sindaci e i loro stretti familiari, i dirigenti con responsabilità strategiche e i loro stretti familiari, di Enel SpA e di società da questa controllate. I dirigenti con responsabilità strategiche sono coloro che hanno il potere e la responsabilità, diretta o indiretta, della pianificazione, della direzione, del controllo delle attività della Società e comprendono i relativi Amministratori (esecutivi o meno).

Società controllate

Ai sensi dell'IFRS 10, le società controllate sono le società su cui il Gruppo detiene il controllo. Per maggiori dettagli circa la definizione di controllo, si rinvia al paragrafo "Valutazione dell'esistenza dei requisiti del controllo" all'interno della nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".

I bilanci delle società controllate utilizzati ai fini della predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2024 sono elaborati in accordo con i princípi contabili adottati dal Gruppo.

Se una società controllata utilizza princípi contabili diversi da quelli adottati nella predisposizione del Bilancio consolidato per operazioni e fatti simili in circostanze similari, vengono effettuate opportune rettifiche per garantire la conformità ai princípi contabili di Gruppo.

I valori delle società controllate sono consolidati integralmente linea per linea nei conti consolidati a partire dalla data in cui il Gruppo ne acquisisce il controllo e sino alla data in cui tale controllo cessa di esistere.

Il risultato dell'esercizio e le altre componenti di Conto economico complessivo sono attribuiti agli azionisti della Capogruppo e ai terzi anche se i risultati attribuiti a questi ultimi presentano una perdita.

Le attività, le passività, gli elementi del patrimonio netto, gli utili, le perdite e i flussi di cassa relativi a transazioni infragruppo sono completamente eliminati.

Le variazioni nella quota di possesso in partecipazioni in società controllate che non implicano la perdita del controllo sono rilevate come operazioni sul capitale rettificando la quota attribuibile agli azionisti della Capogruppo e quella ai terzi per riflettere le variazioni nelle loro relative quote di possesso. L'eventuale differenza tra l'ammontare al quale vengono rettificate le partecipazioni di minoranza e il fair value del corrispettivo pagato o ricevuto viene rilevata direttamente nel patrimonio netto consolidato.

Quando il Gruppo perde il controllo su una società controllata, l'eventuale partecipazione residua nella società precedentemente controllata viene rimisurata al fair value alla data in cui si perde il controllo, rilevando l'eventuale utile o perdita derivante dalla perdita del controllo a Conto economico. Inoltre, la quota delle OCI riferita alla controllata di cui si perde il controllo è trattata contabilmente come se il Gruppo avesse direttamente dismesso le relative attività o passività.

Partecipazioni in società collegate e joint arrangement

Nel Bilancio consolidato le partecipazioni in società collegate e joint arrangement sono valutate secondo i requisiti previsti dallo IAS 28 (Partecipazioni in società collegate e joint ventures) e dall'IFRS 11 (Joint arrangements).
A tal riguardo, le società collegate sono quelle in cui il Gruppo esercita un'influenza notevole, mentre una joint venture è un accordo nel quale il Gruppo detiene il controllo congiunto e vanta diritti sulle attività nette dell'accordo.
Le partecipazioni in società collegate e in joint venture sono contabilizzate con il metodo del patrimonio netto (equity method), secondo il quale tali partecipazioni sono rilevate inizialmente al costo allocando al valore contabile delle stesse l'eventuale avviamento emergente dalla differenza tra il costo della partecipazione e la quota di interessenza del Gruppo nel fair value netto delle attività e delle passività identificabili della società partecipata, alla data di acquisizione.
Successivamente alla data di acquisizione, il valore contabile della partecipazione è rettificato per rilevare la quota di pertinenza del Gruppo dell'utile (perdita) della società collegata o joint venture con effetto sul Conto economico del Gruppo. Rettifiche del valore contabile possono essere necessarie anche a seguito di variazioni della quota di pertinenza del Gruppo nella società collegata o joint venture, derivanti da variazioni nelle voci del prospetto delle altre componenti di Conto economico complessivo della partecipata. La quota di pertinenza del Gruppo di tali variazioni è rilevata tra le altre componenti di Conto economico complessivo del Gruppo.
I dividendi ricevuti da partecipazioni in società collegate e joint venture sono contabilizzati a rettifica del valore contabile della partecipazione.
Gli utili e le perdite derivanti da transazioni tra il Gruppo e una società collegata o joint venture sono rilevati nel Bilancio consolidato soltanto limitatamente alla quota d'interessenza di terzi nella collegata o nella joint venture.
I bilanci delle società collegate e delle joint venture sono preparati per lo stesso periodo contabile del Gruppo.
Successivamente all'applicazione del metodo del patrimonio netto, il Gruppo valuta se è necessario rilevare un impairment relativo alla partecipazione nella società collegata o joint venture. Se vi è una evidenza obiettiva di riduzione di valore, l'intero valore contabile della partecipazione è sottoposto a impairment test in conformità allo IAS 36 come un'unica attività. Per maggiori dettagli circa l'impairment, si rinvia al paragrafo "Impairment delle attività non finanziarie" all'interno della nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".

Quando un'interessenza partecipativa cessa di essere una società collegata o una joint venture, il Gruppo rileva l'eventuale partecipazione residua nella società al fair value (con contropartita il Conto economico); tutti gli importi precedentemente rilevati nelle OCI relativi a tali investimenti sono contabilizzati come se le partecipate avessero direttamente dismesso le relative attività o passività.

In caso di riduzione di una quota di partecipazione in una società collegata o joint venture che non implica la perdita di influenza notevole o del controllo congiunto, il Gruppo continua ad applicare il metodo del patrimonio netto e la quota degli utili e delle perdite precedentemente rilevati nell'ambito delle OCI, relativa a tale riduzione, è contabilizzata come se il Gruppo avesse direttamente dismesso le relative attività o passività.

Una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale il Gruppo, che detiene il controllo congiunto, ha diritti sulle attività e obbligazioni per le passività relative all'accordo. Per ogni joint operation il Gruppo rileva attività, passività, costi e ricavi sulla base dei termini dell'accordo e non in base all'interessenza partecipativa detenuta.

Nel caso in cui vi sia un incremento dell'interessenza in un'attività a controllo congiunto, che soddisfa la definizione di business:

- se il Gruppo acquisisce il controllo, e aveva diritti sulle attività e obbligazioni per le passività relative all'attività a controllo congiunto immediatamente prima della data di acquisizione, allora l'operazione rappresenta un'aggregazione aziendale realizzata in più fasi per cui effettua il ricalcolo dell'interessenza che deteneva in precedenza nell'attività a controllo congiunto al rispettivo fair value a ciascuna data di acquisizione;
- se il Gruppo ottiene il controllo congiunto (ossia, aveva già una interessenza in un'attività a controllo congiunto senza detenerne il controllo congiunto), l'interessenza precedentemente detenuta nell'attività a controllo congiunto non deve essere rimisurata.

Per ulteriori dettagli sulle partecipazioni del Gruppo in società collegate e joint venture, si rinvia alla nota 24 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto".

Conversione delle poste in valuta

Ai sensi dello IAS 21 (Effetti delle variazioni dei cambi delle valute estere), le transazioni in valute diverse dalla valuta funzionale sono contabilizzate, al momento della rilevazione iniziale, al tasso di cambio a pronti in essere alla data dell'operazione.
Successivamente, le attività e le passività monetarie denominate in valuta diversa dalla valuta funzionale sono convertite usando il tasso di cambio a pronti alla data di riferimento del bilancio.
Le attività e le passività non monetarie denominate in valuta estera, iscritte al costo storico, sono convertite usando il tasso di cambio in essere alla data di rilevazione iniziale della transazione. Le attività e le passività non monetarie denominate in valuta, iscritte al fair value, sono convertite utilizzando il tasso di cambio alla data di determinazione del fair value.
Le differenze di cambio eventualmente emergenti sono rilevate a Conto economico.
Nel determinare il tasso di cambio a pronti da utilizzare per la rilevazione iniziale dell'attività, del costo o del ricavo (o parte di essi) connessi all'eliminazione contabile di un'attività o passività non monetaria derivante dal pagamento o dal ricevimento di un anticipo in valuta estera, la data dell'operazione è quella in cui il Gruppo rileva inizialmente l'attività o la passività non monetaria relativa all'anticipo.

Conversione dei bilanci in valuta

Nel Bilancio consolidato i proventi, i costi, le attività e le passività sono espressi in euro, che rappresenta la valuta di presentazione della Capogruppo.
Ai sensi dello IAS 21 e ai fini della predisposizione del Bilancio consolidato, i bilanci delle società consolidate con valuta funzionale diversa da quella di presentazione del Bilancio consolidato, sono convertiti in euro applicando alle attività e passività, inclusi l'avviamento e le rettifiche effettuate in sede di consolidamento, il tasso di cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio e alle voci di Conto economico il cambio medio dell'esercizio a condizione che approssimi i tassi di cambio in essere alla data delle rispettive operazioni.
Le relative differenze cambio sono rilevate direttamente a patrimonio netto e sono esposte separatamente in un'apposita riserva dello stesso; tale riserva è riversata proporzionalmente a Conto economico al momento della cessione (parziale o totale) della partecipazione.
Quando la valuta funzionale di una società consolidata è la valuta di un'economia iperinflazionata, il Gruppo riespone il Bilancio secondo quanto previsto dallo IAS 29 (Rendicontazione contabile in economie iperinflazionate), prima di applicare lo specifico metodo di conversione esposto di seguito.
Al fine di considerare l'impatto dell'iperinflazione sul tasso di cambio della moneta locale, la situazione patrimoniale-finanziaria e il risultato economico (ossia attività, passività, voci di patrimonio netto, ricavi e costi) di una società del Gruppo la cui valuta funzionale è la valuta di un'economia iperinflazionata sono convertiti nella moneta di presentazione del Gruppo (euro) utilizzando il tasso di cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio, eccetto per gli importi comparativi presentati nel Bilancio dell'anno precedente che non sono rettificati per variazioni successive nel livello di prezzo o variazioni successive nei tassi di cambio.

Avviamento

L'avviamento rappresenta i futuri benefíci economici risultanti da altre attività acquisite in una aggregazione aziendale non individuate singolarmente e rilevate separatamente, ed è riconosciuto nel Bilancio consolidato alla data di acquisizione del controllo del business.

A tal fine, Il Gruppo rileva le aggregazioni aziendali utilizzando:

- il "purchase method", per tutte le aggregazioni aziendali antecedenti al 1° gennaio 2010 e concluse entro il predetto esercizio, in base a quanto previsto dall'IFRS 3 (2004), ove il costo di acquisto è pari al fair value alla data di scambio delle attività cedute, e delle passività sostenute o assunte, più i costi direttamente attribuibili all'acquisizione. Tale costo è stato allocato rilevando le attività, le passività e le passività potenziali identificabili dell'acquisita ai relativi fair value. L'eventuale eccedenza positiva del costo di acquisto rispetto al fair value della quota delle attività nette acquisite di pertinenza del Gruppo è stata contabilizzata come avviamento. Nelle aggregazioni aziendali realizzate in più fasi, al momento dell'acquisizione del controllo, le rettifiche ai fair value relative agli attivi netti precedentemente acquisiti sono state riflesse a patrimonio netto; l'ammontare dell'avviamento è stato determinato separatamente per ogni singola transazione sulla base del fair value delle attività nette acquisite alla data di ogni singola transazione;
- l'"acquisition method", per tutte le aggregazioni aziendali successive al 1° gennaio 2010 in base a quanto previsto dall'IFRS 3 (2008), nel prosieguo IFRS

3 Revised, ove il costo di acquisto (ovvero, corrispettivo trasferito) è pari al fair value, alla data di acquisizione, delle attività acquisite, delle passività sostenute o assunte, nonché degli eventuali strumenti di capitale emessi dall'acquirente. Il costo di acquisto include il fair value delle eventuali attività e passività per corrispettivi potenziali. Il corrispettivo trasferito è allocato rilevando le attività, le passività e le passività potenziali identificabili dell'acquisita ai relativi fair value alla data di acquisizione. A tal riguardo l'avviamento è definito come l'eventuale eccedenza tra la sommatoria del corrispettivo trasferito, valutato al fair value alla data di acquisizione, l'importo di qualsiasi partecipazione di minoranza e qualsiasi interessenza nell'acquisita precedentemente detenuta dal Gruppo (in una aggregazione aziendale realizzata in più fasi), rispetto al valore netto degli importi delle attività identificabili acquisite e delle passività sostenute o assunte, valutate al fair value. Il valore contabile delle interessenze di terzi è determinato in proporzione alle quote di partecipazione detenute dai terzi nelle attività nette identificabili dell'acquisita, ovvero al loro fair value alla data di acquisizione.

L'IFRS 3 Revised richiede, tra l'altro, quanto segue:

- i costi direttamente attribuibili all'acquisizione sono rilevati a Conto economico;
- qualora l'aggregazione aziendale fosse realizzata in più fasi, al momento dell'acquisizione del controllo, le quote partecipative detenute precedentemente nella società acquisita, sono rimisurate al fair value e l'eventuale differenza (positiva o negativa) è rilevata a Conto economico;
- l'eventuale corrispettivo potenziale è rilevato al fair value alla data di acquisizione. Le variazioni successive del fair value del corrispettivo potenziale, classificato come un'attività o una passività, ossia come uno strumento finanziario ai sensi dell'IFRS 9, sono rilevate a Conto economico, altrimenti è valutato in base allo specifico IFRS/IAS di riferimento. Il corrispettivo potenziale che è classificato come strumento di capitale non è rimisurato, e, conseguentemente il suo regolamento è contabilizzato nell'ambito del patrimonio netto;
- nel caso in cui i fair value delle attività, delle passività e delle passività potenziali possano determinarsi solo provvisoriamente, l'aggregazione aziendale è rilevata utilizzando tali valori provvisori. Le eventuali rettifiche, derivanti dal completamento del processo di valutazione, sono rilevate entro 12 mesi a partire dalla data di acquisizione, rideterminando i dati comparativi.

L'avviamento emergente dall'acquisizione di società controllate è rilevato separatamente e, dopo l'iscrizione iniziale, non è assoggettato ad ammortamento ma verificato, almeno annualmente, ai fini dell'impairment. Si precisa che ai fini dell'impairment test l'avviamento è allocato, dalla data di acquisizione, a ciascuna CGU o gruppo di CGU che si prevede beneficerà delle sinergie dell'aggregazione.
Maggiori informazioni sull'impairment test sono riportate nel paragrafo seguente "Impairment delle attività non finanziarie".

L'avviamento relativo a partecipazioni in società collegate e in joint venture è incluso nel valore contabile di tali attività.

Misurazione del fair value

Per tutte le valutazioni al fair value e per la relativa informativa integrativa, così come richiesto o consentito dai princípi contabili internazionali, il Gruppo applica l'IFRS 13.
Il fair value rappresenta il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività nell'ambito di una transazione ordinaria posta in essere tra operatori di mercato, alla data di valutazione (c.d. "exit price").

La valutazione al fair value presuppone che l'operazione di vendita dell'attività o di trasferimento della passività abbia luogo nel mercato principale, ossia nel mercato in cui ha luogo il maggior volume e livello di transazioni per l'attività o la passività. In assenza di un mercato principale, si ipotizza che la transazione abbia luogo nel mercato più vantaggioso al quale il Gruppo ha accesso, vale a dire il mercato suscettibile di massimizzare i risultati della transazione di vendita dell'attività o di minimizzare l'ammontare da pagare per trasferire la passività.

Il fair value di un'attività o di una passività è determinato utilizzando le assunzioni che gli operatori di mercato prenderebbero in considerazione per definire il prezzo dell'attività o della passività, assumendo che gli stessi agiscano secondo il loro migliore interesse economico. Gli operatori di mercato sono acquirenti e venditori indipendenti, informati, in grado di concludere una transazione per l'attività o la passività e interessati, ma non obbligati o diversamente indotti a perfezionare la transazione.

Nella misurazione del fair value, il Gruppo considera le caratteristiche delle specifiche attività o passività, in particolare:

- per le attività non finanziarie considera la capacità di un operatore di mercato di generare benefíci economici impiegando l'attività nel suo massimo e migliore utilizzo o vendendola a un altro operatore di mercato capace di impiegarla nel suo massimo e migliore utilizzo;
- per le passività e gli strumenti rappresentativi di capitale proprio, il fair value include l'effetto del cosiddetto "non-performance risk", ossia il rischio che il Gruppo non sia in grado di adempiere alle proprie obbligazioni, compreso tra l'altro anche il rischio di credito proprio del Gruppo;
- per i gruppi di attività e passività finanziarie gestiti sulla base della propria esposizione netta ai rischi di mercato o al rischio di credito, si veda la nota 50 "Attività e passività misurate al fair value" per maggiori dettagli.

Nella misurazione del fair value delle attività e delle passività, il Gruppo utilizza tecniche di valutazione adeguate alle circostanze e per le quali sono disponibili dati sufficienti per valutare il fair value stesso, massimizzando l'utilizzo di input osservabili e riducendo al minimo l'utilizzo di input non osservabili.

Immobili, impianti e macchinari

Ai sensi dello IAS 16 gli immobili, impianti e macchinari sono iscritti al costo, al netto del fondo ammortamento e di qualsiasi perdita per riduzione di valore accumulata. Tale costo è comprensivo dei costi accessori direttamente attribuibili per portare il bene nel luogo e nelle condizioni necessarie alla sua messa in funzione e per l'uso per cui è stato acquistato.
Il costo è inoltre incrementato, in presenza di obbligazioni legali o implicite, del valore attuale del costo stimato per lo smantellamento del bene e/o ripristino del sito su cui insiste. La corrispondente passività è rilevata in un fondo del passivo nell'ambito dei fondi per rischi e oneri. Maggiori informazioni sulle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione sono indicate nella nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".
Gli immobili, impianti e macchinari trasferiti dai clienti a fronte della prestazione di servizi di connessione alla rete elettrica e/o della fornitura di altri servizi correlati sono rilevati al fair value alla data in cui il controllo è ottenuto.
Gli oneri finanziari direttamente attribuibili all'acquisto, costruzione o produzione di beni che richiedono un rilevante periodo prima di essere pronti per l'uso o la vendita (c.d. "qualifying asset"), sono capitalizzati come parte del costo dei beni stessi. Gli oneri finanziari connessi all'acquisto/costruzione di beni che non presentano tali caratteristiche vengono rilevati a Conto economico nell'esercizio di competenza.
Alcuni beni, oggetto di rivalutazione alla data di transizione agli IFRS o in periodi precedenti, sono stati rilevati sulla base del loro fair value, considerato come valore sostitutivo del costo (deemed cost) alla data di rivalutazione.
Qualora parti significative di singoli immobili, impianti e macchinari abbiano differenti vite utili, le componenti identificate sono rilevate e ammortizzate separatamente. I costi sostenuti successivamente all'acquisto sono rilevati a incremento del valore contabile dell'elemento cui si riferiscono, qualora sia probabile che i futuri benefíci associati al costo sostenuto per sostituire una parte del bene affluiscano al Gruppo e il costo dell'elemento possa essere determinato attendibilmente. Tutti gli altri costi sono rilevati nel Conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.
I costi di sostituzione sono rilevati come incremento del valore contabile del bene cui fanno riferimento e sono ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore netto contabile dell'unità sostituita è eliminato contabilmente con imputazione a Conto economico.
Gli immobili, impianti e macchinari, al netto del valore residuo, sono ammortizzati a quote costanti in base alla vita utile stimata del bene che è riesaminata con periodicità annuale; eventuali cambiamenti dei criteri di ammortamento sono applicati prospetticamente. L'ammortamento ha inizio quando il bene è disponibile all'uso. Per maggiori dettagli circa la stima della vita utile, si rimanda alla nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management" e alla nota 17 "Immobili, impianti e macchinari". Per informazioni su eventuali modifiche alle vite utili apportate dal Gruppo nel corso dell'anno, si rimanda alla nota 10.e "Ammortamenti e altri impairment" e alla nota 17 "Immobili, impianti e macchinari".
I beni rilevati nell'ambito degli immobili, impianti e macchinari sono eliminati contabilmente al momento della loro dismissione (ossia, alla data in cui il destinatario ottiene il controllo) oppure quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione. L'eventuale utile o perdita, rilevato a Conto economico, è calcolato come differenza tra i corrispettivi netti della dismissione, determinati secondo le previsioni dell'IFRS 15 in merito al prezzo dell'operazione, e il valore netto contabile dei beni eliminati.

Beni gratuitamente devolvibili

Gli impianti del Gruppo includono beni gratuitamente devolvibili asserviti alle concessioni prevalentemente riferibili alle grandi derivazioni di acque e alle aree demaniali destinate all'esercizio degli impianti di produzione termoelettrica.

Nel contesto regolatorio italiano vigente fino al 2011, alle date di scadenza delle concessioni, salvo loro rinnovo, tutte le opere di raccolta e di regolazione, le condotte forzate, i canali di scarico e gli impianti che insistono su aree demaniali, avrebbero dovuto essere devoluti gratuitamente allo Stato, in condizione di regolare funzionamento. Conseguentemente, gli ammortamenti dei beni gratuitamente devolvibili risultavano commisurati sulla base della minore tra la durata della concessione e la vita utile del bene. A seguito delle modifiche normative introdotte con la legge n. 134 del 7 agosto 2012, i beni precedentemente qualificati come "gratuitamente devolvibili" asserviti alle concessioni di derivazione d'acqua a uso idroelettrico sono ora considerati alla stregua delle altre categorie di "Immobili, impianti e macchinari", e pertanto, ammortizzati lungo la vita utile (laddove questa ecceda la scadenza della concessione), come già illustrato in sede di commento del precedente punto "Valore ammortizzabile di alcuni elementi degli impianti della filiera idroelettrica italiana a seguito della legge n. 134/2012", cui si rimanda per maggiori dettagli.

In accordo con le leggi n. 29/1985 e n. 46/1999, anche le centrali idroelettriche in territorio spagnolo operano in regime di concessione amministrativa, al termine della quale gli impianti verranno riconsegnati allo Stato in condizione di regolare funzionamento. La scadenza di tali concessioni si estende fino al 2078.

Talune società operanti nella generazione in America Latina sono titolari di concessioni amministrative le cui condizioni risultano analoghe a quelle applicabili in base al regime concessorio spagnolo. La scadenza di tali concessioni si estende in Argentina fino al 2087, in Brasile fino al 2047, in Costa Rica fino al 2031, in Panama fino al 2062 e in Guatemala fino al 2062.

Accordi per servizi in concessione

Il Gruppo agendo in qualità di concessionario (ovvero "operator") nell'ambito di accordi per servizi in concessione "public-to-private" realizza o migliora l'infrastruttura utilizzata per la fornitura del servizio di carattere pubblico e/o gestisce e mantiene l'infrastruttura per il periodo della concessione, secondo i termini contrattuali.

In tali circostanze, il Gruppo, non contabilizza le infrastrutture in concessione rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12 tra gli "Immobili, impianti e macchinari" e rileva e misura i ricavi per i servizi che esegue in conformità con l'IFRS 15. In particolare, secondo le caratteristiche dell'accordo per servizi in concessione, quando il Gruppo fornisce servizi per la realizzazione o il miglioramento, rileva:

- attività finanziarie, se il Gruppo ha un diritto contrattuale incondizionato a ricevere disponibilità liquide o un'altra attività finanziaria dal concedente (o da terzi, in base alle direttive del concedente) e quest'ultimo non ha la possibilità di evitarne il pagamento; e/o
- attività immateriali, se il Gruppo ottiene il diritto (licenza) di far pagare gli utenti del servizio pubblico, e pertanto non vanta un diritto incondizionato a ricevere disponibilità liquide in quanto gli importi dipendono dalla misura in cui gli utenti utilizzano il servizio.

Se il Gruppo, in qualità di concessionario, vanta un diritto contrattuale a ricevere un'attività immateriale, gli oneri finanziari riconducibili all'accordo sono capitalizzabili secondo le modalità descritte nella nota 17 "Immobili, impianti e macchinari".

Tuttavia, per i servizi relativi alla realizzazione/miglioramento, entrambe le tipologie di corrispettivo sono classificate come attività derivanti da contratti con i clienti durante il periodo di realizzazione/miglioramento.

Per maggiori dettagli circa tali corrispettivi, si rimanda alla nota 9.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni".

Di converso, nelle circostanze in cui gli accordi per servizi in concessione prevedano che le infrastrutture asservite all'esercizio delle concessioni stesse non rispettino i requisiti previsti dall'IFRIC 12 e, in particolare, siano di proprietà e nella disponibilità del concessionario o abbiano una scadenza indeterminata, il valore contabile degli attivi attribuibile a tali concessioni è iscritto nella voce "Immobili, impianti e macchinari" e contabilizzato secondo le previsioni dello IAS 16.

Le informazioni sulle principali caratteristiche degli accordi per servizi in concessione del Gruppo sono fornite nella nota 18 "Accordi per servizi in concessione".

Leasing

Alla data di inizio del leasing, il Gruppo determina se il contratto è, o contiene, un leasing applicando la definizione prevista dall'IFRS 16, soddisfatta quando il contratto trasferisce il diritto di controllare l'utilizzo di un'attività sottostante per un periodo di tempo in cambio di un corrispettivo.

Quando il Gruppo opera in qualità di locatario, rileva un'attività consistente nel diritto di utilizzo dell'attività sottostante e una passività del leasing alla data di decorrenza del contratto (ossia, la data in cui l'attività sottostante è disponibile per l'uso).
L'attività consistente nel diritto di utilizzo è valutata inizialmente al costo, che comprende l'importo iniziale della passività del leasing rettificato per tutti i pagamenti dovuti corrisposti alla data di decorrenza o precedentemente, al netto degli incentivi ricevuti, più gli eventuali costi diretti iniziali sostenuti e una stima dei costi per lo smantellamento e la rimozione dell'attività sottostante e per il ripristino dell'attività sottostante o del sito in cui è ubicata.
Le attività consistenti nel diritto di utilizzo sono successivamente ammortizzate a quote costanti sul periodo più breve fra la durata del leasing e la vita utile stimata delle attività consistenti nel diritto di utilizzo. Se il leasing trasferisce la proprietà dell'attività sottostante al Gruppo, al termine della durata del contratto, o se il costo dell'attività consistente nel diritto di utilizzo riflette il fatto che il Gruppo eserciterà una opzione di acquisto, l'ammortamento è calcolato sulla base della vita utile stimata dell'attività sottostante.

Per informazioni sul periodo di ammortamento delle attività consistenti nel diritto di utilizzo, si rimanda alla nota 19 "Leasing".
Inoltre, le attività consistenti nel diritto di utilizzo sono sottoposte a impairment test e rettificate per riflettere un'eventuale rimisurazione delle passività del leasing.
La passività del leasing è inizialmente valutata al valore attuale dei pagamenti dovuti da corrispondere lungo la durata, attualizzati utilizzando il tasso di finanziamento marginale del locatario alla data di decorrenza del leasing quando il tasso di interesse implicito del leasing non è facilmente determinabile.
I pagamenti variabili dovuti per il leasing che non dipendono da un indice o da un tasso sono rilevati come costi nel periodo in cui si verifica l'evento o la circostanza che fa scattare i pagamenti.
Dopo la data di decorrenza, la passività del leasing è valutata al costo ammortizzato usando il metodo del tasso di interesse effettivo e rideterminata al verificarsi di taluni eventi.
Il Gruppo applica l'eccezione alla rilevazione prevista per i leasing a breve termine ai propri contratti con durata uguale o inferiore a 12 mesi dalla data di decorrenza. Applica, inoltre, l'eccezione alla rilevazione prevista per i leasing nei quali l'attività sottostante è di "modesto valore" e il cui importo è stimato come non significativo. Per esempio, il Gruppo detiene in leasing alcune attrezzature per ufficio (ossia, PC, stampanti e fotocopiatrici) che sono considerate di modesto valore. I pagamenti dovuti per i leasing a breve termine e per i leasing in cui l'attività sottostante è di modesto valore sono rilevati come costo a quote costanti per la durata del leasing.

Attività immateriali

Ai sensi dello IAS 38, le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica, identificabili, controllate dal Gruppo, per le quali è probabile che dal loro utilizzo vengano generati benefíci economici futuri e il relativo costo può essere attendibilmente determinato.
Sono rilevate al costo di acquisto o di produzione interna per le attività generate internamente e sono rilevate come attività immateriali solo quando il Gruppo può dimostrare la fattibilità tecnica, l'intenzione e la disponibilità di risorse al fine di completare l'attività e avere la capacità di utilizzarla o venderla.
Il costo è comprensivo degli oneri accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività disponibili per l'uso.

Le attività immateriali, aventi vita utile definita, sono rilevate al netto del fondo di ammortamento e delle eventuali perdite di valore accumulate.

L'ammortamento è calcolato a quote costanti in base alla vita utile stimata dell'attività, che è riesaminata con periodicità almeno annuale; eventuali cambiamenti dei criteri di ammortamento sono applicati prospetticamente. Per maggiori dettagli circa la stima della vita utile, si rimanda alla nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management" e alla nota 21 "Attività immateriali".

L'ammortamento ha inizio quando l'attività immateriale è disponibile per l'uso. Di conseguenza, le attività immateriali non ancora disponibili per l'uso non sono ammortizzate ma sono sottoposte a verifica annuale di recuperabilità (impairment test).

Le infrastrutture classificate come attività immateriali ai sensi dell'IFRIC 12 sono ammortizzate lungo la durata del contratto. Per maggiori dettagli si rinvia alla nota 18 "Accordi per servizi in concessione".

Le attività immateriali del Gruppo hanno una vita utile definita a eccezione di alcune concessioni e dell'avviamento.

Le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono assoggettate ad ammortamento sistematico ma sottoposte a impairment test almeno annualmente. La vita utile indefinita deve essere rivista annualmente per determinare se essa possa continuare a essere supportata. In caso contrario, il cambiamento nella determinazione della vita utile da indefinita a definita è rilevato come un cambiamento di stima contabile.

Il Gruppo presenta tra le attività immateriali anche i costi per l'ottenimento dei contratti con i clienti, capitalizzati secondo quanto previsto dall'IFRS 15, solo se:

- i costi sono incrementali, nel senso che sono direttamente imputabili a un contratto identificato e non sarebbero stati sostenuti dal Gruppo se il contratto non fosse stato ottenuto;
- il Gruppo prevede di recuperarli tramite rimborso (recuperabilità diretta) o margini (recuperabilità indiretta).

In particolare, il Gruppo capitalizza di norma le commissioni di vendita riconosciute agli agenti se i criteri di capitalizzazione sono soddisfatti.
I costi capitalizzati per l'ottenimento dei contratti con i clienti sono ammortizzati sistematicamente, coerentemente con il modello di trasferimento dei beni o servizi cui si riferiscono, e sono soggetti a impairment test per rilevare eventuali perdite di valore nella misura in cui il valore contabile di tali attività ecceda il relativo valore recuperabile.
Il Gruppo ammortizza i costi per l'ottenimento dei contratti con i clienti capitalizzati a quote costanti lungo il periodo di beneficio atteso dal contratto (ovvero, la durata media del rapporto con il cliente); eventuali variazioni nei criteri di ammortamento sono rilevate prospetticamente.

Impairment delle attività non finanziarie

Ai sensi dello IAS 36 (Riduzione di valore delle attività) a ciascuna data di riferimento del bilancio, gli immobili, impianti e macchinari, gli investimenti immobiliari iscritti al costo, le attività immateriali, il diritto d'uso, l'avviamento e le partecipazioni in società collegate/joint venture sono verificate al fine di constatare l'esistenza di indicatori (fonti informative interne ed esterne) di un'eventuale riduzione del loro valore.
Le CGU alle quali è stato allocato un avviamento, le attività immateriali con vita utile indefinita e le attività immateriali non ancora disponibili per l'uso sono sottoposte a impairment test annualmente o più frequentemente in presenza di indicatori che facciano ritenere che le suddette attività possano aver subíto una riduzione di valore.
Se esiste indicazione di una riduzione di valore, il valore recuperabile di ciascuna attività interessata è stimato sulla base dell'utilizzo dell'attività e della sua dismissione futura, conformemente al più recente Piano Industriale del Gruppo. Per la stima del valore recuperabile, si rimanda alla nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".

Il valore recuperabile è calcolato con riferimento a una singola attività, a meno che l'attività non sia in grado di generare flussi finanziari in entrata che siano ampiamente indipendenti da quelli derivanti da altre attività o gruppi di attività; in tal caso, il valore recuperabile è riferito alla CGU alla quale l'attività appartiene.
Qualora il valore contabile dell'attività, o della relativa CGU alla quale essa appartiene, sia superiore al suo valore recuperabile, una perdita di valore è rilevata a Conto economico e presentata nella voce "Ammortamenti e altri impairment".
Le perdite di valore di una CGU sono imputate in primo luogo a riduzione del valore contabile dell'eventuale avviamento allocato alla stessa, e poi a riduzione dei valori contabili delle altre attività della CGU, in proporzione al loro valore contabile.

Se vengono meno i presupposti per una svalutazione precedentemente effettuata, il valore contabile dell'attività è ripristinato con imputazione a Conto economico, nella voce "Ammortamenti e altri impairment", nei limiti del valore contabile che l'attività in oggetto avrebbe avuto, al netto dell'ammortamento, se non fosse stata effettuata la svalutazione. Il valore originario dell'avviamento non viene ripristinato anche qualora, negli esercizi successivi, vengano meno le ragioni che hanno determinato la riduzione di valore.

Rimanenze

Ai sensi dello IAS 2, le rimanenze di magazzino sono valutate al minore tra il costo e il valore netto di realizzo, a eccezione di quelle destinate ad attività di trading che sono valutate al fair value con contropartita Conto economico. Il costo è determinato sulla base del costo medio ponderato, che include gli oneri accessori di competenza. Per valore netto di realizzo si intende il prezzo di vendita stimato nel normale svolgimento delle attività al netto dei costi stimati per realizzare la vendita o, laddove applicabile, il costo di sostituzione. Per la parte di

magazzino posseduta per adempiere a vendite già concluse, il valore netto di realizzo è determinato sulla base di quanto stabilito nel relativo contratto di cessione.
Sono rilevati nelle rimanenze i certificati ambientali (per esempio, quote di emissioni di CO_2 europee, certificati di efficienza energetica, garanzie di origine e certificati di energia rinnovabile) che non sono stati utilizzati per adempiere all'obbligo di compliance del periodo di riferimento. Queste rimanenze sono allocate a portafogli differenti, distinguendo le rimanenze con finalità di trading e non-trading. Ulteriori dettagli su tali rimanenze sono forniti nella nota 56 "Programmi ambientali".
I materiali e gli altri beni di consumo (incluse le commodity energetiche) posseduti per essere utilizzati nel processo produttivo non sono oggetto di svalutazione, qualora ci si attenda che il prodotto finito nel quale verranno incorporati sarà venduto a un prezzo tale da consentire il recupero del costo sostenuto.

Strumenti finanziari

Gli strumenti finanziari sono rilevati e valutati secondo lo IAS 32 (Strumenti finanziari: esposizione nel bilancio) e l'IFRS 9 (Strumenti finanziari).
Un'attività o una passività finanziaria è rilevata nel Bilancio consolidato quando, e solo quando, il Gruppo diviene parte delle clausole contrattuali dello strumento (ossia, trade date).
I crediti commerciali derivanti da contratti con la clientela, nell'ambito di applicazione dell'IFRS 15, sono inizialmente valutati al prezzo dell'operazione (come definito nell'IFRS 15) se tali crediti non contengono una componente finanziaria significativa o quando il Gruppo applica l'espediente pratico consentito dall'IFRS 15. Diversamente, il Gruppo valuta inizialmente le attività finanziarie diverse dai crediti commerciali summenzionati al loro fair value più, nel caso di un'attività finanziaria non rilevata al fair value rilevato a Conto economico, i costi di transazione.
Le attività finanziarie sono classificate, alla data di rilevazione iniziale, come attività finanziarie al costo ammortizzato, al fair value rilevato tra le altre componenti di Conto economico complessivo e al fair value rilevato a Conto economico, sulla base di entrambi i seguenti elementi:

- il modello di business del Gruppo per la gestione delle attività finanziarie ovvero in base al modo in cui il Gruppo gestisce le proprie attività finanziarie al fine di generare flussi di cassa (ovvero, incassando i flussi di cassa contrattuali, vendendo le attività finanziarie o entrambi); e
- le caratteristiche contrattuali dei flussi di cassa dello strumento, per stabilire se lo strumento generi flussi di cassa rappresentativi esclusivamente di pagamenti di capitale e interessi sulla base del "SPPI test".

Ai fini della valutazione successiva, le attività finanziarie sono classificate in quattro categorie:

- attività finanziarie al costo ammortizzato (strumenti di debito);
- attività finanziarie al fair value rilevato tra le altre componenti di Conto economico complessivo con riciclo degli utili e perdite cumulati (strumenti di debito);
- attività finanziarie designate al fair value rilevato tra le altre componenti di Conto economico complessivo senza riciclo degli utili e perdite cumulati all'atto dell'eliminazione contabile (strumenti di capitale); e
- attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico.

Attività finanziarie al costo ammortizzato

Sono classificati in tale categoria principalmente i crediti commerciali, gli altri crediti e i crediti finanziari.
Le attività finanziarie al costo ammortizzato sono detenute in un modello di business il cui obiettivo è quello di incassare i flussi di cassa contrattuali e i cui termini contrattuali prevedono, a date specifiche, pagamenti di flussi di cassa rappresentati esclusivamente da capitale e interessi sul capitale da rimborsare.
Tali attività sono inizialmente rilevate al fair value, eventualmente rettificato dei costi di transazione e, successivamente, valutate al costo ammortizzato utilizzando il tasso di interesse effettivo, e sono soggette a impairment.
Gli utili e le perdite da cancellazione contabile dell'attività, da modifica o da rettifica per impairment sono rilevati a Conto economico.

Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico complessivo (FVOCI) – Strumenti di debito

Le attività finanziarie valutate al fair value rilevato a Conto economico complessivo sono attività detenute in un modello di business il cui obiettivo è sia quello di incassare i flussi di cassa contrattuali sia quello di vendere le attività finanziarie e i cui flussi di cassa contrattuali generano, a data specifiche, flussi di cassa rappresentati esclusivamente da pagamenti di capitale e di interesse sul capitale da rimborsare.
Le variazioni di fair value di tali attività finanziarie sono rilevate nel Conto economico complessivo così come

le rettifiche per impairment, senza ridurre il relativo valore contabile.
Quando un'attività finanziaria viene cancellata contabilmente (ad esempio al momento della vendita), gli utili e le perdite cumulati, precedentemente rilevati a patrimonio netto (con l'esclusione dell'impairment e degli utili e delle perdite su cambi da rilevare a Conto economico) sono riclassificati a Conto economico.

Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico complessivo (FVOCI) – Strumenti di capitale

In tale categoria sono principalmente classificate le partecipazioni in altre imprese irrevocabilmente designate come tali al momento della rilevazione iniziale.
Gli utili e le perdite di tali attività finanziarie non saranno mai riciclati a Conto economico. Il Gruppo può trasferire l'utile o la perdita cumulata all'interno del patrimonio netto.
Gli strumenti di capitale designati al fair value rilevato a Conto economico complessivo non sono assoggettati a impairment.
I dividendi su tali investimenti sono rilevati a Conto economico a meno che non rappresentino chiaramente un recupero di una parte del costo dell'investimento.

Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico

In tale categoria, sono classificati principalmente:

- attività finanziarie con flussi di cassa che non sono rappresentati esclusivamente da pagamenti di capitale e interesse, indipendentemente dal modello di business;
- attività finanziarie detenute per la negoziazione in quanto acquistate o detenute principalmente al fine di essere vendute o riacquistate entro breve termine (ovvero, titoli, investimenti finanziari in fondi ecc.);
- strumenti derivati, compresi i derivati impliciti, detenuti per la negoziazione o non designati come efficaci strumenti di copertura;
- corrispettivi potenziali.

Tali attività finanziarie sono inizialmente rilevate al fair value, e successivamente gli utili e le perdite derivanti da variazioni del loro fair value sono rilevati a Conto economico.
In questa categoria sono incluse anche le partecipazioni in società che il Gruppo non ha designato irrevocabilmente al fair value rilevato a OCI. Anche i dividendi su tali partecipazioni sono rilevati fra gli altri proventi nel prospetto di Conto economico quando è stabilito il diritto al pagamento.

Impairment delle attività finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio, il Gruppo rileva un fondo per le perdite attese sui crediti commerciali e sulle altre attività finanziarie valutate al costo ammortizzato, sugli strumenti di debito valutati al fair value rilevato a Conto economico complessivo (FVOCI), sulle attività derivanti da contratti con i clienti e su tutte le altre attività rientranti nell'ambito di applicazione dell'impairment IFRS 9.
Il modello di impairment del Gruppo sviluppato in linea con i requisiti previsti dall'IFRS 9 è basato sulla determinazione delle perdite attese (ECL) utilizzando un approccio forward looking.

Per i crediti commerciali, le attività derivanti da contratti con i clienti e i crediti per leasing, compresi quelli con una componente finanziaria significativa, il Gruppo applica l'approccio semplificato, calcolando le perdite attese su un periodo corrispondente all'intera vita dell'attività, generalmente pari a 12 mesi.

Per tutte le attività finanziarie diverse da crediti commerciali, attività derivanti da contratti con i clienti e crediti per leasing, il Gruppo applica l'approccio generale in base all'IFRS 9, basato sulla valutazione dell'incremento significativo del rischio di credito rispetto alla rilevazione iniziale.

Il Gruppo rileva a Conto economico, come perdita o ripristino di valore, l'importo delle perdite (o rivalutazioni) attese necessarie per rettificare il fondo perdite attese alla data di riferimento del bilancio.

Il Gruppo applica l'esenzione del low credit risk, evitando la rilevazione di un fondo perdite attese per un ammontare pari alle perdite attese lungo tutta la vita dello strumento a seguito di un incremento significativo del rischio di credito, a strumenti di debito valutati al fair value rilevato a Conto economico complessivo, la cui controparte vanta una solida capacità finanziaria di adempiere ai propri obblighi contrattuali (ossia, titoli "investment grade").
Per maggiori dettagli circa l'"impairment delle attività finanziarie", si rimanda alla nota 46 "Strumenti finanziari per categoria".

Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Tale categoria comprende depositi disponibili a vista o a brevissimo termine, così come gli investimenti finanziari a breve termine e ad alta liquidità prontamente convertibili in un ammontare noto di cassa e soggetti a un irrilevante rischio di variazione di valore.

Inoltre, ai fini del Rendiconto finanziario consolidato, le disponibilità liquide non includono gli scoperti bancari alla data di chiusura dell'esercizio.

Passività finanziarie al costo ammortizzato

Tale categoria comprende principalmente finanziamenti, debiti commerciali, lease liability e strumenti di debito.

Le passività finanziarie diverse dagli strumenti derivati sono rilevate quando il Gruppo diviene parte delle clausole contrattuali dello strumento e sono valutate inizialmente al fair value rettificato dei costi di transazione direttamente attribuibili. Successivamente, le passività finanziarie sono valutate con il criterio del costo ammortizzato, utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo. Il tasso di interesse effettivo è il tasso che attualizza esattamente i pagamenti o incassi futuri stimati lungo la vita attesa dello strumento finanziario, od, ove opportuno un periodo più breve, al valore contabile netto dell'attività o passività finanziaria.

Passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico

Le passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico includono principalmente:

- passività finanziarie detenute per la negoziazione quando sono assunte con la finalità di un loro riacquisto a breve termine;
- strumenti finanziari derivati stipulati dal Gruppo e non designati quali strumenti di copertura in base all'IFRS 9;
- corrispettivi potenziali.

Derecognition delle attività e passività finanziarie

Le attività finanziarie sono eliminate contabilmente ogni qualvolta si verifichi una delle seguenti condizioni:

- il diritto contrattuale a ricevere i flussi di cassa connessi all'attività è scaduto;
- il Gruppo ha sostanzialmente trasferito tutti i rischi e benefici connessi all'attività, trasferendo i suoi diritti a ricevere flussi di cassa dall'attività oppure assumendo un'obbligazione contrattuale a riversare i flussi di cassa ricevuti a uno o più eventuali beneficiari in virtù di un contratto che rispetta i requisiti previsti dall'IFRS 9 (c.d. "pass through test");
- il Gruppo non ha né trasferito né mantenuto sostanzialmente tutti i rischi e benefici connessi all'attività finanziaria ma ne ha trasferito il controllo.

Al momento dell'eliminazione dell'attività finanziaria, il Gruppo rileva la differenza tra il valore contabile (misurato alla data di eliminazione) e il corrispettivo ricevuto a Conto economico.

Le passività finanziarie sono eliminate contabilmente quando sono estinte, ossia quando l'obbligazione contrattuale è adempiuta, cancellata o prescritta.

Quando una passività finanziaria esistente viene sostituita da un'altra verso lo stesso creditore a condizioni sostanzialmente diverse, o le condizioni di una passività esistente sono sostanzialmente modificate, tale sostituzione o modifica viene trattata come un'eliminazione contabile della passività originaria e la rilevazione di una nuova passività. La differenza tra i rispettivi valori contabili è rilevata a Conto economico.

Strumenti finanziari derivati

Gli strumenti derivati sono classificati come attività o passività finanziarie a seconda del fair value positivo o negativo e sono classificati come "detenuti per la negoziazione" all'interno degli "Altri modelli di business" e valutati al fair value rilevato a Conto economico, a eccezione di quelli designati come efficaci strumenti di copertura.

Tutti i derivati detenuti per la negoziazione sono classificati come attività e passività correnti.

I derivati non detenuti per la negoziazione, ma valutati al fair value rilevato a Conto economico in quanto non si qualificano per l'hedge accounting, e i derivati designati come efficaci strumenti di copertura sono classificati come correnti o non correnti in base alla loro data di scadenza e all'intenzione del Gruppo di detenere o meno tali strumenti fino alla scadenza.

Per maggiori dettagli sui derivati e sull'hedge accounting, si rinvia alla nota 49 "Derivati ed hedge accounting".

Derivati impliciti

Un derivato implicito (embedded derivative) è un derivato incluso in un contratto "combinato" (il c.d. "strumento ibrido") che contiene un altro contratto non derivato (il c.d. "contratto ospite"), e origina tutti o parte dei flussi di cassa del contratto combinato. I derivati impliciti sono scorporati dal contratto ospite e rilevati come un derivato quando:

- il contratto ospite non è uno strumento finanziario valutato al fair value rilevato a Conto economico;
- i rischi economici e le caratteristiche del derivato implicito non sono strettamente correlati a quelli del contratto ospite;
- un contratto separato con le stesse condizioni del derivato implicito soddisferebbe la definizione di derivato.

I derivati impliciti che sono scorporati dal contratto ospite sono rilevati nel Bilancio consolidato al fair value rilevato a Conto economico (a eccezione del caso in cui il derivato implicito è designato come parte di una relazione di copertura).

I contratti che non rappresentano strumenti finanziari da valutare al fair value sono analizzati al fine di identificare l'esistenza di derivati impliciti, che sono da scorporare e valutare al fair value. Le suddette analisi sono effettuate sia al momento in cui si entra a far parte del contratto, sia quando avviene una rinegoziazione dello stesso che comporti una modifica significativa dei flussi finanziari originari connessi.

I principali contratti del Gruppo che possono contenere derivati impliciti sono i contratti di acquisto e vendita di commodity energetiche.

Contratti di acquisto o vendita di elementi non finanziari

In generale, i contratti di acquisto o vendita di elementi non finanziari, che sono stati sottoscritti e continuano a essere detenuti per l'incasso o la consegna, secondo le normali esigenze di acquisto, vendita o uso previste dal Gruppo, sono fuori dall'ambito di applicazione dell'IFRS 9 e quindi rilevati come contratti esecutivi, in base alla cosiddetta "own use exemption".

Un contratto di acquisto o vendita di un elemento non finanziario è classificato come "normale contratto di compravendita" se è stato sottoscritto:

- ai fini della consegna fisica;
- per le normali esigenze di utilizzo o compravendita del Gruppo.

Inoltre, i contratti di acquisto o vendita di elementi non finanziari con consegna fisica (per esempio, contratti a termine su commodity energetiche a prezzo fisso) che non si qualificano per la "own use exemption" sono rilevati come derivati valutati al fair value dalla trade date, solo se:

- sono regolabili al netto; e
- non sono stati stipulati per le normali esigenze di utilizzo o compravendita dal Gruppo.

I contratti di trading sono valutati al fair value rilevato a Conto economico; i risultati da valutazione delle variazioni di fair value dei contratti ancora in essere alla data di riferimento del bilancio sono rilevati, su base netta, nella voce "Risultati netti da contratti su commodity", mentre, alla data di regolamento:

- i risultati da valutazione delle variazioni di fair value dei contratti chiusi per la vendita di commodity energetiche nonché il relativo ricavo, unitamente agli effetti a Conto economico della cancellazione contabile del derivato, sono rilevati negli "Altri ricavi";
- i risultati da valutazione delle variazioni di fair value dei contratti chiusi per l'acquisto di commodity energetiche nonché il relativo costo, unitamente agli effetti a Conto economico della cancellazione contabile del derivato, sono rilevati nelle voci "Energia elettrica, gas e combustibile" e "Servizi e altri materiali".

Tali contratti di acquisto o vendita di elementi non finanziari rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRS 9 possono anche essere, successivamente, designati come strumenti di copertura se i requisiti previsti per l'hedge accounting sono soddisfatti.

Il Gruppo analizza i contratti di acquisto o vendita di attività non finanziarie su base continuativa, con particolare attenzione agli acquisti o vendite a termine di elettricità e commodity energetiche, al fine di determinare se gli stessi debbano essere classificati e trattati conformemente a quanto previsto dall'IFRS 9 o se siano stati sottoscritti per "own use exemption".

Compensazione di attività e passività finanziarie

Il Gruppo compensa attività e passività finanziarie quando:

- esiste un diritto legalmente esercitabile di compensare i valori rilevati in bilancio; e
- vi è l'intenzione di compensare su base netta o di realizzare l'attività e regolare la passività simultaneamente.

Iperinflazione

Ai sensi dello IAS 29, in caso di economia iperinflazionata, il Gruppo rettifica le poste non monetarie, il patrimonio netto e le poste derivanti da contratti indicizzati, fino al limite del loro valore recuperabile, utilizzando un indice dei prezzi che riflette le variazioni del generale potere di acquisto.

Gli effetti dell'applicazione iniziale sono rilevati a patrimonio al netto degli effetti fiscali. Viceversa, durante il periodo di iperinflazione (fino alla sua cessazione), l'utile o la perdita risultante dalle rettifiche è rilevato a Conto economico con separata indicazione tra gli oneri e i proventi finanziari.

Tali previsioni trovano concreta applicazione con riferimento alle operazioni del Gruppo in Argentina, la cui economia è stata dichiarata iperinflazionata a partire dal 1° luglio 2018.

Attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita e discontinued operation

Ai sensi dell'IFRS 5, le attività non correnti (o gruppi in dismissione) sono classificate come possedute per la vendita se il loro valore contabile sarà recuperato principalmente con un'operazione di vendita anziché con il loro uso continuativo.
Tale criterio di classificazione è applicabile solo se le attività non correnti (o gruppi in dismissione) sono disponibili per la vendita immediata nelle loro condizioni attuali e la vendita è altamente probabile.

Per maggiori dettagli sui requisiti per verificare se la vendita è altamente probabile, si veda la nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".
Quando il Gruppo è coinvolto in un programma di vendita che comporta la perdita del controllo in una partecipata e sono soddisfatti i requisiti previsti dall'IFRS 5, tutte le attività e le passività della controllata sono classificate come possedute per la vendita indipendentemente dal fatto che il Gruppo mantenga, dopo la vendita, una partecipazione non di controllo nella società stessa.
Il Gruppo applica alle partecipazioni, o quote di partecipazioni, in società collegate o joint venture tali criteri di classificazione previsti dall'IFRS 5. La parte residua della partecipazione in società collegate o joint venture che non è stata classificata come posseduta per la vendita è contabilizzata con il metodo del patrimonio netto fino alla dismissione della parte classificata come posseduta per la vendita.
Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) e le passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita sono presentate separatamente dalle altre attività e passività dello Stato patrimoniale consolidato.
Gli importi presentati per le attività non correnti o per le attività e passività di un gruppo in dismissione classificati come posseduti per la vendita non sono riclassificati o ripresentati per i periodi a raffronto.
Immediatamente prima della classificazione iniziale delle attività non correnti (o gruppi in dismissione) come possedute per la vendita, i valori contabili dell'attività (o del gruppo) sono valutati in conformità allo specifico principio contabile di riferimento applicabile a tali attività o passività. Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita sono valutate al minore tra il valore contabile e il relativo fair value, al netto dei costi di vendita.
Le perdite di valore per qualsiasi iniziale o successivo impairment dell'attività (o gruppo in dismissione) al fair value al netto dei costi di vendita e i ripristini di impairment sono rilevati a Conto economico nell'ambito delle continuing operation.
Le attività non correnti non sono ammortizzate finché sono classificate come possedute per la vendita o finché sono inserite in un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita.
Se una componente del Gruppo è un'attività operativa cessata (discontinued operation), il Gruppo espone, in una voce separata del Conto economico, un unico importo rappresentato dal totale:

- degli utili o delle perdite delle discontinued operation al netto degli effetti fiscali; e
- della plusvalenza o minusvalenza, al netto degli effetti fiscali, rilevata a seguito della valutazione al fair value al netto dei costi di vendita o della dismissione delle attività (o gruppo in dismissione) che costituiscono la discontinued operation.

I corrispondenti ammontari sono ripresentati nel Conto economico per i periodi a confronto, cosicché l'informativa si riferisca a tutte le discontinued operation entro la data di riferimento dell'ultimo Bilancio presentato. Se il Gruppo cessa di classificare un componente come posseduto per la vendita, i risultati del componente precedentemente esposto in bilancio tra le discontinued operation sono riclassificati e inclusi nell'ambito del risultato delle continuing operation per tutti gli esercizi presentati in bilancio.

Certificati ambientali

In assenza di una specifica normativa IAS/IFRS di riferimento, il trattamento contabile adottato dal Gruppo risulta conforme alle regole generali incluse nel corpus dei princípi contabili IAS/IFRS applicabili e in linea con la best practice internazionale.
In particolare, il modello contabile di Gruppo per la gestione dei certificati ambientali riflette il cosiddetto "business model" delle società coinvolte e, quindi, le diverse peculiarità relative all'attività svolta da tali società distinguendo tra società di generazione di energia da fonti rinnovabili, società obbligate, società trader e altre società che operano nel settore dei servizi energetici pur non essendo soggetti obbligati.

Maggiori dettagli sull'applicazione di tale modello contabile sono forniti nella nota 56 "Programmi ambientali".

Benefíci ai dipendenti

Benefíci successivi alla fine del rapporto di lavoro e altri benefíci a lungo termine

Ai sensi dello IAS 19, il Gruppo determina, separatamente per ciascun piano, le passività relative ai benefíci definiti erogati ai dipendenti in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro e agli altri benefíci a lungo termine erogati nel corso dell'attività lavorativa. Il Gruppo utilizza ipotesi attuariali per stimare l'ammontare dei benefíci futuri che i dipendenti hanno maturato alla data di riferimento del bilancio (attraverso il "metodo di proiezione unitaria del credito") e un opportuno tasso di sconto per determinare il valore attuale di tali piani.

La passività, al netto delle eventuali attività a servizio del piano, è rilevata per competenza lungo il periodo di maturazione del diritto. La valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti.
Se le attività a servizio del piano eccedono il valore attuale della relativa passività a benefíci definiti, il surplus viene rilevato come attività (nei limiti dell'eventuale massimale).
Con riferimento alle passività (attività) per i piani a benefíci definiti, il Gruppo rileva gli utili e le perdite attuariali derivanti dalla valutazione attuariale delle passività, il rendimento delle attività a servizio del piano (al netto degli associati interessi attivi) e l'effetto del massimale di attività – asset ceiling – (al netto dei relativi interessi) nell'ambito delle altre componenti del Conto economico complessivo (OCI) quando si verificano. Per gli altri benefíci a lungo termine, i relativi utili e perdite attuariali sono rilevati a Conto economico.

Inoltre, il Gruppo è impegnato in piani a contribuzione definita per effetto dei quali paga contributi fissi a una entità distinta (un fondo) e non avrà un'obbligazione legale o implicita a pagare ulteriori contributi se il fondo non disponesse di risorse sufficienti a pagare tutti i benefíci ai dipendenti relativamente all'attività lavorativa svolta nell'esercizio corrente e in quelli precedenti. Tali piani sono generalmente istituiti con lo scopo di integrare le prestazioni pensionistiche dovute successivamente alla fine del rapporto di lavoro. I costi relativi a tali piani sono rilevati a Conto economico sulla base della contribuzione effettuata nel periodo.

Termination benefit

Ai sensi dello IAS 19, le passività per benefíci dovuti ai dipendenti per la cessazione anticipata del rapporto di lavoro derivano dalla decisione da parte del Gruppo di concludere il rapporto di lavoro con un dipendente prima della normale data di pensionamento oppure dalla scelta volontaria di un dipendente di accettare un'offerta, da parte del Gruppo, di tali benefíci in cambio della cessazione del rapporto di lavoro.

Tali benefíci sono rilevati nella data più immediata tra le seguenti:
- il momento in cui il Gruppo non può più ritirare l'offerta di tali benefíci; e
- il momento in cui il Gruppo rileva i costi di una ristrutturazione che rientra nell'ambito di applicazione dello IAS 37 e implica il pagamento di benefíci dovuti per la cessazione del rapporto di lavoro.

Il Gruppo determina tali passività sulla base della natura del beneficio concesso.

Pagamenti basati su azioni

Il Gruppo attua operazioni con pagamento basato su azioni regolate con strumenti rappresentativi di capitale nell'ambito della politica in materia di remunerazione adottata per l'Amministratore Delegato/Direttore Generale e per i dirigenti con responsabilità strategiche.
I più recenti piani di incentivazione di lungo termine prevedono l'assegnazione ai destinatari di un incentivo, rappresentato da una componente di natura azionaria (regolata con strumenti rappresentativi di capitale) e da una componente monetaria (pagata per cassa), che maturerà qualora si verifichino specifiche condizioni.
Ai sensi dell'IFRS 2, il Gruppo classifica la componente monetaria come un'operazione regolata per cassa se è basata sul prezzo (o valore) degli strumenti rappresentativi di capitale della società che ha emesso il piano o, negli altri casi, come un altro beneficio ai dipendenti a lungo termine. Al fine di regolare la componente azionaria mediante l'assegnazione gratuita di azioni, sono stati approvati programmi di acquisto di azioni proprie a servizio di tali piani. Per ulteriori dettagli sui piani di incentivazione basati su azioni, si rinvia alla nota 51 "Pagamenti basati su azioni".

In particolare, per la componente azionaria, il Gruppo rileva i servizi resi dai dipendenti come costo del personale lungo il periodo in cui le condizioni di permanenza in servizio e di conseguimento di determinati

risultati devono essere soddisfatte (periodo di maturazione) e stima indirettamente il loro valore e il corrispondente incremento di una specifica voce del patrimonio netto, sulla base del fair value degli strumenti rappresentativi di capitale (ossia, azioni della società emittente) alla data di assegnazione.
Il costo complessivamente rilevato è rettificato a ogni data di riferimento del bilancio fino alla data di maturazione per riflettere la migliore stima disponibile al Gruppo del numero di strumenti rappresentativi di capitale per i quali ci si attende che le condizioni di permanenza in servizio e quelle di conseguimento di determinati risultati diverse dalle condizioni di mercato o di non maturazione saranno soddisfatte al termine del periodo di maturazione.

Di contro, se l'incentivo basato su strumenti rappresentativi di capitale è pagato per cassa, il Gruppo rileva i servizi resi dai dipendenti come costo del personale lungo il periodo di maturazione e una corrispondente passività misurata al fair value della passività sostenuta. Successivamente, e fino al momento della sua estinzione, la passività viene rimisurata al fair value a ogni data di riferimento del bilancio, considerando la migliore stima possibile dell'incentivo che maturerà, con le variazioni di fair value rilevate tra i costi del personale.

Fondi rischi e oneri

Ai sensi dello IAS 37, gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri sono rilevati quando, alla data di riferimento, in presenza di un'obbligazione legale o implicita derivante da un evento passato, è probabile che per soddisfare l'obbligazione si renderà necessario un esborso di risorse il cui ammontare è stimabile in modo attendibile. Se l'effetto del valore temporale del denaro è un aspetto rilevante, gli accantonamenti sono determinati attualizzando i flussi finanziari futuri attesi a un tasso di sconto al lordo delle imposte che riflette la valutazione corrente del mercato del costo del denaro in relazione al tempo e i rischi per i quali le stime dei flussi di cassa futuri non sono state rettificate. Quando l'accantonamento è attualizzato, l'adeguamento periodico del valore attuale dovuto al passaggio del tempo (ovvero, unwinding dello sconto) è riflesso nel Conto economico come interesse passivo.

Laddove si supponga che tutte le spese, o una parte di esse, richieste per estinguere un'obbligazione vengano rimborsate da terzi, l'indennizzo, se virtualmente certo, è rilevato come un'attività distinta.

Se la passività è connessa allo smantellamento degli impianti e/o ripristino del sito in cui gli stessi insistono, il fondo è rilevato in contropartita all'attività cui si riferisce e la rilevazione dell'onere a Conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento della predetta attività materiale.
Se la passività è connessa allo smaltimento e allo stoccaggio delle scorie e di altri scarti di materiali radioattivi, il fondo è rilevato in contropartita ai relativi costi operativi.
Una passività per ristrutturazione si riferisce a un programma pianificato e controllato dalla direzione aziendale che modifica in maniera significativa l'ambito di un business intrapreso dal Gruppo oppure il modo in cui il business è gestito. Tale passività è rilevata quando sorge un'obbligazione implicita, ossia quando il Gruppo ha approvato un dettagliato programma formale per la ristrutturazione e ne ha iniziato la realizzazione oppure ne ha già comunicato gli aspetti principali ai terzi interessati.
I fondi non comprendono le passività relative a trattamenti incerti ai fini dell'imposta sul reddito che vengono rilevate come passività fiscali.

Il Gruppo potrebbe fornire una garanzia connessa alla vendita di un prodotto (sia esso bene o servizio) nell'ambito di contratti con i clienti rientranti nel dominio di applicazione dell'IFRS 15, ai sensi del contratto, delle norme di legge o conformemente alla sua abituale pratica commerciale. In questo caso, il Gruppo valuta se la garanzia fornisca al cliente l'assicurazione che il prodotto, oggetto di garanzia, funzionerà come previsto dalle parti, perché è conforme alle specifiche concordate, oppure se la garanzia fornisca anche un servizio in aggiunta alla conformità del prodotto alle specifiche concordate.

A seguito della valutazione effettuata, se il Gruppo determina che è fornita una garanzia assicurativa, quando trasferisce il prodotto al cliente il Gruppo rileva separatamente una passività e un corrispondente onere, che rappresenta un costo addizionale per la fornitura dei beni o servizi, senza attribuire alcuna parte del prezzo dell'operazione (e, quindi, dei ricavi) alla garanzia. La passività è misurata e presentata come un fondo per rischi e oneri.

In caso contrario, se il Gruppo determina che la garanzia fornisce un servizio aggiuntivo, il Gruppo contabilizza la garanzia promessa come un'obbligazione di fare conformemente alle previsioni dell'IFRS 15, rilevando la passività derivante dal contratto come ricavo,

lungo il periodo in cui è fornito il servizio, e i relativi costi quando sono sostenuti.

Infine, qualora la garanzia includa sia un elemento di assicurazione sia uno di servizio e il Gruppo non può ragionevolmente contabilizzarli separatamente, il Gruppo contabilizza entrambe le garanzie insieme come un'unica obbligazione di fare.

Le variazioni di stima degli accantonamenti ai fondi in esame sono riflesse nel Conto economico dell'esercizio in cui avviene la variazione, a eccezione di quelle relative ai costi previsti per smantellamento e/o ripristino che risultino da cambiamenti nei tempi e negli impieghi di risorse economiche necessarie per estinguere l'obbligazione o che risultino da variazioni del tasso di sconto. Tali variazioni sono portate a incremento o a riduzione del valore contabile delle relative attività e imputate a Conto economico tramite il processo di ammortamento. Quando sono rilevate a incremento del valore contabile dell'attività, viene inoltre valutato se il nuovo valore contabile dell'attività stessa possa essere interamente recuperato. Qualora non lo fosse, si rileva una perdita a Conto economico pari all'ammontare ritenuto non recuperabile. Le variazioni di stima in diminuzione sono rilevate in contropartita all'attività fino a concorrenza del suo valore contabile e, per la parte eccedente, immediatamente a Conto economico.

Per maggiori dettagli sui criteri di stima adottati nella determinazione della passività relativa allo smantellamento e ripristino dei siti, e in particolare per lo smantellamento degli impianti nucleari e per lo stoccaggio delle scorie o di altri scarti di materiali radioattivi, si rinvia alla nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".

Maggiori dettagli sulla misurazione degli accantonamenti per i certificati ambientali sono forniti nella nota 56 "Programmi ambientali".

Ricavi provenienti da contratti con i clienti

Il Gruppo rileva i ricavi derivanti da contratti con i clienti per un ammontare che riflette il corrispettivo al quale il Gruppo si aspetta di avere diritto in cambio dei beni e dei servizi forniti, in accordo con il modello a cinque step previsto dall'IFRS 15:

- individuazione del contratto con il cliente;
- individuazione delle obbligazioni di fare, ovvero le promesse, nel contratto con il cliente, di trasferire beni o servizi;
- determinazione del prezzo dell'operazione all'inizio del contratto, considerando eventuali corrispettivi variabili, corrispettivi non monetari ricevuti dal cliente e quelli da pagare a esso, componenti di finanziamento significative;
- allocazione del corrispettivo, all'inizio del contratto, alle diverse obbligazioni di fare;
- rilevazione dei ricavi, quando (o man mano che) ciascuna obbligazione di fare è soddisfatta trasferendo il bene o servizio promesso al cliente.

Se l'obbligazione di fare rientra in un contratto esistente la cui durata iniziale prevista non è superiore a un anno o se il Gruppo rileva i ricavi generati dall'adempimento dell'obbligazione di fare per l'importo che ha diritto a fatturare al cliente, le informazioni relative alle rimanenti obbligazioni di fare non vengono fornite.

Maggiori dettagli riguardo all'applicazione di tale modello di rilevazione dei ricavi sono forniti nella nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management" e nella nota 9.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni".

Altri ricavi

Il Gruppo rileva i ricavi diversi da quelli derivanti da contratti con i clienti principalmente con riferimento a:

- ricavi derivanti dalla vendita di commodity energetiche basati su contratti con consegna fisica, che non si qualificano per la "own use exemption" e sono quindi rilevati al fair value ai sensi dell'IFRS 9;
- variazioni del fair value di contratti chiusi per la vendita di commodity energetiche con consegna fisica, che non si qualificano per la "own use exemption" e quindi rilevati al FVTPL ai sensi dell'IFRS 9;
- ricavi da leasing operativi contabilizzati per competenza in base alla sostanza del relativo accordo di leasing.

Altri proventi operativi

Gli altri proventi operativi riguardano principalmente le plusvalenze da alienazione di beni non derivanti dall'attività caratteristica del Gruppo e i contributi pubblici.
Ai sensi dello IAS 20, i contributi pubblici, inclusi i contributi non monetari valutati al fair value, sono rilevati quando esiste una ragionevole certezza che

saranno ricevuti e che il Gruppo rispetterà tutte le condizioni previste dal Governo, da enti governativi e analoghi enti locali, nazionali o internazionali per la loro erogazione.

Il beneficio di un finanziamento pubblico a un tasso di interesse inferiore a quello di mercato è trattato come un contributo pubblico. Il finanziamento è inizialmente rilevato al fair value e il contributo pubblico è misurato come differenza tra il valore contabile iniziale e il corrispettivo ricevuto. Il finanziamento è successivamente valutato conformemente alle disposizioni previste per le passività finanziarie.

I contributi pubblici sono rilevati a Conto economico, con un criterio sistematico, negli esercizi in cui il Gruppo rileva come costi le relative spese che i contributi intendono compensare.

Quando i contributi pubblici sono ricevuti per l'acquisto, la costruzione o l'acquisizione di attività immobilizzate (per esempio, immobili, impianti e macchinari o attività immateriali) sono portati a riduzione del valore contabile del bene e rilevati a Conto economico durante la vita ammortizzabile del bene come riduzione del costo dell'ammortamento. Nel caso non ci siano sufficienti informazioni per consentirne un'adeguata attribuzione alle relative attività immobilizzate cui si riferiscono, i contributi pubblici in conto impianti sono rilevati come risconti passivi, tra le altre passività, e rilevati a Conto economico su base sistematica lungo la vita utile del bene.

Quando il Gruppo riceve contributi pubblici sotto forma di trasferimenti di attività non monetarie destinate all'utilizzo aziendale, rileva sia il contributo sia il bene al fair value dell'attività non monetaria alla data del trasferimento.

Risultati netti da contratti su commodity

I risultati netti da contratti su commodity includono:

- proventi od oneri netti da derivati su commodity, inclusi i derivati designati come cash flow hedge e i derivati valutati al fair value rilevato a Conto economico, sia regolati sia ancora in essere alla data di riferimento del bilancio; e
- risultati netti derivanti dalla valutazione al fair value rilevato a Conto economico dei contratti su commodity energetiche con consegna fisica, ancora in essere alla data di bilancio.

Dividendi

Ai sensi dell'IFRS 9 (Strumenti finanziari), i dividendi sono rilevati quando è stabilito il diritto incondizionato a riceverne il pagamento.
I dividendi e gli acconti sui dividendi pagabili agli azionisti della Capogruppo e alle partecipazioni di minoranza sono rappresentati come movimento del patrimonio netto alla data in cui sono approvati, rispettivamente, dall'Assemblea degli azionisti e dal Consiglio di Amministrazione.

Imposte sul reddito

Lo IAS 12 specifica i requisiti per la rilevazione di attività e passività fiscali correnti e differite; l'incertezza nella determinazione dei debiti verso l'erario è definita in linea con i requisiti previsti dall'IFRIC 23 (Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito),

Imposte correnti sul reddito

Le imposte correnti sul reddito dell'esercizio, iscritte tra i "debiti per imposte sul reddito" al netto degli acconti versati, ovvero nella voce "crediti per imposte sul reddito" qualora il saldo netto risulti a credito, sono determinate in base alla stima del reddito imponibile e in conformità alle disposizioni in vigore.

Tali debiti e crediti sono determinati applicando le aliquote fiscali previste da provvedimenti promulgati o sostanzialmente promulgati alla data di riferimento del bilancio.

Le imposte correnti sono rilevate nel Conto economico, a eccezione di quelle relative a voci rilevate al di fuori del Conto economico che sono riconosciute direttamente a patrimonio netto.

Imposte sul reddito differite e anticipate

Le passività fiscali differite e le attività per imposte anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori contabili delle passività e delle attività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali applicando l'aliquota fiscale in vigore alla data in cui la differenza temporanea si riverserà, determinata sulla base delle aliquote fiscali previste da provvedimenti promulgati o sostanzialmente promulgati alla data di riferimento del bilancio.

Le passività fiscali differite sono rilevate in relazione alle differenze temporanee imponibili, salvo che tali

passività derivino: (i) dalla rilevazione iniziale dell'avviamento; o (ii) dalla rilevazione iniziale di un'attività o di una passività in un'operazione che: non rappresenta un'aggregazione aziendale, e al momento dell'operazione, non influenza né l'utile contabile né il reddito imponibile; e non dà luogo a differenze temporanee imponibili e deducibili uguali; o (iii) in riferimento a differenze temporanee imponibili riferibili a partecipazioni in società controllate, collegate e joint venture, quando il Gruppo è in grado di controllare i tempi dell'annullamento delle differenze temporanee ed è probabile che, nel prevedibile futuro, la differenza temporanea non si annullerà.

Le attività per imposte anticipate si riferiscono a tutte le differenze temporanee deducibili, nonché al riporto a nuovo di perdite fiscali e di crediti d'imposta non utilizzati. Per i dettagli riguardo alla recuperabilità di tali attività, si rimanda allo specifico paragrafo nell'ambito delle stime.

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono rilevate nel Conto economico, a eccezione di quelle relative a voci rilevate al di fuori del Conto economico che sono riconosciute direttamente a patrimonio netto.

Le attività per imposte anticipate e le passività fiscali differite sono compensate solo se esiste un diritto legalmente esercitabile di compensare le attività fiscali correnti con le passività fiscali correnti e se sono relative a imposte sul reddito applicate dalla medesima Autorità Fiscale sullo stesso soggetto passivo d'imposta oppure su soggetti passivi d'imposta diversi che intendono regolare le passività e le attività fiscali correnti su base netta, o realizzare le attività e regolare le passività contemporaneamente, in ciascun esercizio successivo nel quale si prevede che siano regolati o recuperati ammontari significativi di passività o di attività fiscali differite.

Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito

Nella definizione di incertezza, andrà considerato se un dato trattamento fiscale risulterà accettabile per l'Autorità Fiscale. Se si ritiene probabile che l'Autorità Fiscale accetti il trattamento fiscale (con il termine "probabile" inteso come "più verosimile che non"), allora il Gruppo rileva e valuta le proprie imposte correnti o differite attive e passive applicando le disposizioni dello IAS 12.

Di converso, se il Gruppo ritiene che non sia probabile che l'Autorità Fiscale accetti il trattamento fiscale ai fini dell'imposta sul reddito, il Gruppo riflette l'effetto di tale incertezza avvalendosi del metodo che meglio prevede la risoluzione del trattamento fiscale incerto.

Maggiori informazioni sull'incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito sono riportate nella nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".
Poiché le posizioni fiscali incerte si riferiscono alla definizione di imposte sul reddito, il Gruppo espone le attività/passività fiscali incerte come imposte correnti o imposte differite.

3. Nuovi princípi contabili, modifiche e interpretazioni

Il Gruppo ha adottato le seguenti modifiche ai princípi esistenti con data di efficacia dal 1° gennaio 2024.

- "*Amendments to IAS 7 – Statement of cash flows and IFRS 7 - Financial Instruments Disclosures: Supplier Finance Arrangements*", emesso a maggio 2023. Le modifiche chiariscono le caratteristiche dei Supplier Finance Arrangements (SFA) e richiedono di fornire informazioni integrative tali da consentire agli user del bilancio di valutare gli effetti di tali accordi sulle passività, sui flussi finanziari e sull'esposizione al rischio di liquidità.
  Inoltre, le modifiche chiariscono che tali accordi prevedono la dilazione dei termini di pagamento per il debitore o l'anticipo degli stessi per i suoi fornitori, rispetto alle scadenze di pagamento originarie.
  Le modifiche allo IAS 7 forniscono un elenco di informazioni, da riportare in forma aggregata, per gli SFA con caratteristiche simili.
  Riguardo all'IFRS 7, le modifiche aggiungono gli SFA all'elenco dei fattori che dovrebbero essere considerati nel fornire l'informativa richiesta sulla gestione del rischio di liquidità, inserendo tali accordi come possibile causa di concentrazione di tale rischio.
  Lo IASB ha consentito di non fornire, durante il primo anno di applicazione, né informazioni comparative, né l'informativa sui saldi di apertura specifici.
  A seguito dell'implementazione di tali amendment, il Gruppo ha fornito ulteriori informazioni sui suoi SFA. A tal riguardo, Si prega di fare riferimento alla nota 39 "Debiti commerciali".
- "*Amendments to IAS 1 - Classification of Liabilities as Current or Non-current*", emesso a gennaio 2020. Le

modifiche riguardano le previsioni dello IAS 1 relativamente alla presentazione delle passività. In particolare, tali modifiche eliminano il requisito che il diritto sia incondizionato e chiariscono più nel dettaglio:

- i criteri per classificare una passività come corrente o non corrente, specificando cosa si intenda per diritto a differirne il regolamento e che tale diritto deve esistere alla fine del periodo di reporting;
- che la classificazione non è influenzata dalle intenzioni o aspettative del management in merito all'esercizio o meno del diritto di differire il regolamento di una passività;
- che esiste un diritto di differire solo se sono soddisfatte le condizioni specificate nel contratto di finanziamento alla fine dell'esercizio, anche se il creditore non verifica il rispetto di tali condizioni fino a una data successiva; e
- che il regolamento si riferisce al trasferimento alla controparte di disponibilità liquide, strumenti rappresentativi di capitale, altri beni o servizi. A tal riguardo, le clausole di una passività che potrebbero, a scelta della controparte, dar luogo al suo regolamento attraverso il trasferimento di strumenti rappresentativi di capitale (per esempio, opzioni di conversione), non incidono sulla sua classificazione come corrente o non corrente se, applicando lo IAS 32, l'opzione è classificata come strumento rappresentativo di capitale, rilevato separatamente dalla passività.

L'applicazione di queste modifiche non ha comportato impatti sul presente Bilancio consolidato di Gruppo.

- *"Amendments to IAS 1 - Non-current Liabilities with Covenants"*, emesso a ottobre 2022. Le modifiche sono finalizzate a:
  - chiarire che la classificazione di una passività come corrente o non corrente è subordinata a eventuali covenant, presenti nel contratto, da rispettare alla data, o prima della data, di chiusura dell'esercizio; e
  - migliorare l'informativa da fornire quando la facoltà di differire il regolamento di una passività per almeno 12 mesi è subordinata al rispetto di covenant. Nello specifico, le modifiche richiedono un'informativa che consenta agli user del bilancio di comprendere il rischio che le passività possano diventare rimborsabili entro 12 mesi dalla data di chiusura dell'esercizio, fornendo: (i) informazioni sui covenant (compresa la loro natura e la data in cui vanno rispettati) e sul valore contabile delle relative passività; (ii) fatti e circostanze, se presenti, che indicano che potrebbero manifestarsi delle difficoltà a rispettare tali clausole.

  L'applicazione di queste modifiche non ha comportato impatti sul presente Bilancio consolidato di Gruppo.
- *"Amendments to IFRS 16 – Lease Liability in a Sale and Leaseback"*, emesso a settembre 2022. Le modifiche specificano i criteri che il venditore-locatario utilizza nel valutare la passività derivante da un'operazione di vendita e retrolocazione, al fine di garantire che il venditore-locatario non rilevi alcun importo degli utili o delle perdite che si riferiscono al diritto di utilizzo da lui mantenuto.

  In particolare, l'IFRS 16 richiede al venditore-locatario di valutare l'attività per il diritto d'uso derivante da un'operazione di vendita e retro-locazione in proporzione al valore contabile precedente dell'attività che si riferisce al diritto di utilizzo mantenuto e, di conseguenza, di rilevare solo l'importo dell'eventuale plusvalenza o minusvalenza relativa ai diritti trasferiti all'acquirente-locatore.

  Inoltre, le modifiche si applicano alle operazioni di vendita e retrolocazione in cui i pagamenti del leasing includono pagamenti variabili che non dipendono da un indice o da un tasso.

  L'applicazione di queste modifiche non ha comportato impatti sul presente Bilancio consolidato di Gruppo.

4. Minimum tax

La legislazione "Pillar II - Global Anti-Base Erosion Model Rules (GloBE Rules)", volta a garantire che le grandi imprese multinazionali paghino un livello minimo di imposta sul reddito realizzato in un determinato periodo in ciascuna giurisdizione in cui operano, è stata emanata o sostanzialmente emanata in alcune giurisdizioni del Gruppo Enel. In generale, le norme prevedono un sistema di imposta aggiuntiva ("top-up tax") che porta l'ammontare totale delle imposte da corrispondere sull'excess profit di una giurisdizione fino all'aliquota minima del 15%.

A tal proposito, il Gruppo si è dotato di un apposito processo per la stima della potenziale esposizione alla top-up tax in tali giurisdizioni, da cui è emerso che vi sono limitate circostanze in cui l'aliquota fiscale effettiva è inferiore al 15%.

Sulla base di questa stima, la potenziale top-up tax che il Gruppo Enel dovrebbe pagare come differenza tra l'aliquota fiscale effettiva calcolata per giurisdizione secondo le GloBE Rules e l'aliquota minima del 15% non ha impatti materiali.

In applicazione di quanto previsto dallo "IAS 12 - International Tax Reform - Pillar II Model Rules", il Gruppo ha applicato l'esenzione temporanea obbligatoria per la contabilizzazione delle imposte differite derivanti dall'applicazione del Pillar II. Il Gruppo riconoscerà le imposte che risulteranno dall'applicazione della normativa come imposte correnti nel momento in cui le stesse saranno sostenute (si veda la nota 23 "Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite").

5. Argentina – Economia iperinflazionata: impatti per l'applicazione dello IAS 29

A partire dal 1° luglio 2018 l'economia argentina è considerata iperinflazionata in base ai criteri stabiliti dallo "IAS 29 - Rendicontazione contabile in economie iperinflazionate". Ciò a seguito della valutazione di una serie di elementi qualitativi e quantitativi, tra i quali la presenza di un tasso di inflazione cumulato maggiore del 100% nell'arco dei tre anni precedenti.
Ai fini della predisposizione del presente Bilancio consolidato al 31 dicembre 2024 e in accordo con quanto disposto dallo IAS 29, talune voci delle situazioni patrimoniali delle società partecipate in Argentina sono state rimisurate applicando l'indice generale dei prezzi al consumo ai dati storici, al fine di riflettere le modifiche al potere di acquisto del peso argentino alla data di chiusura dei bilanci delle stesse.
Tenendo presente che il Gruppo Enel ha acquisito il controllo delle società argentine il 25 giugno 2009, la rimisurazione dei dati patrimoniali non monetari dei bilanci di tali società è stata effettuata applicando gli indici di inflazione a partire da tale data. Gli effetti contabili di tale adeguamento, oltre a essere già riflessi nella situazione patrimoniale di apertura, recepiscono le variazioni del periodo. In particolare, l'effetto relativo alla rimisurazione delle attività e passività non monetarie, delle poste di patrimonio netto, nonché delle componenti di Conto economico rilevate nel 2024 è stato rilevato in contropartita di una apposita voce di Conto economico tra i proventi e oneri finanziari. Il relativo effetto fiscale è stato rilevato tra le imposte del periodo.

Per tener poi conto dell'impatto dell'iperinflazione anche sul corso monetario della valuta locale, i saldi dei Conti economici espressi in valuta iperinflazionata sono stati convertiti nella valuta di presentazione del Gruppo applicando, come prevede lo IAS 21, il tasso di cambio finale anziché quello medio del periodo con la finalità di riportare tali ammontari ai valori correnti.

Di seguito si riportano i livelli cumulati degli indici generali dei prezzi al consumo alla data del 31 dicembre 2018 fino al 31 dicembre 2024:

Periodi	Indici generali dei prezzi al consumo cumulati
Dal 1° luglio 2009 al 31 dicembre 2018	346,30%
Dal 1° gennaio 2019 al 31 dicembre 2019	54,46%
Dal 1° gennaio 2020 al 31 dicembre 2020	35,41%
Dal 1° gennaio 2021 al 31 dicembre 2021	49,73%
Dal 1° gennaio 2022 al 31 dicembre 2022	97,08%
Dal 1° gennaio 2023 al 31 dicembre 2023	222,01%
Dal 1° gennaio 2024 al 31 dicembre 2024	109,22%

Nel 2024 l'applicazione dello IAS 29 ha comportato la rilevazione di un provento finanziario netto (al lordo delle imposte) pari a 321 milioni di euro.

Di seguito si riportano gli effetti dello IAS 29 sullo Stato patrimoniale al 31 dicembre 2024 e gli impatti dell'iperinflazione sulle principali voci di Conto economico del 2024, differenziando quanto afferente alla rivalutazione in base agli indici generali dei prezzi al consumo e quanto afferente all'applicazione del tasso di cambio finale anziché del tasso di cambio medio del periodo, per quanto previsto dallo IAS 21 per economie iperinflazionate.

Milioni di euro	Effetto iperinflazione cumulato al 31.12.2023	Effetto iperinflazione del periodo	Differenza cambio	Effetto iperinflazione cumulato al 31.12.2024
Totale attività	1.294	1.269	(230)	2.333
Totale passività	438	348	(76)	710
Patrimonio netto	856	921[1]	(154)	1.623

(1) Il dato include il risultato netto positivo dell'esercizio pari a 79 milioni di euro.

Milioni di euro	Effetto IAS 29	Effetto IAS 21	Totale effetto al 31.12.2024
Ricavi	259	(86)	173
Costi	387[1]	(87)[2]	300
Risultato operativo	**(128)**	**1**	**(127)**
Proventi/(Oneri) finanziari netti	19	28	47
Proventi/(Oneri) netti da iperinflazione	321	-	321
Risultato prima delle imposte	**212**	**29**	**241**
Imposte	133	16	149
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	**79**	**13**	**92**
Quota di interessenza del Gruppo	32	18	50
Quota di interessenza di terzi	47	(5)	42

(1) Il dato include l'effetto su ammortamenti e impairment per 144 milioni di euro.
(2) Il dato include l'effetto su ammortamenti e impairment per (4) milioni di euro.

6. Informativa relativa al cambiamento climatico

Il cammino verso "Net Zero" è in corso a livello mondiale e i processi di decarbonizzazione e di elettrificazione dell'economia globale sono cruciali per evitare le gravi conseguenze del riscaldamento globale.

In tale prospettiva il Gruppo ha fissato, come segue, le proprie linee guida strategiche per:

- allocare gli investimenti coerentemente al raggiungimento del 100% di generazione a zero emissioni entro il 2040;
- rafforzare e digitalizzare le reti di distribuzione, migliorando la resilienza agli eventi climatici;
- offrire prodotti e servizi per rendere più efficiente e semplice il processo di elettrificazione dei consumi.

Considerati i rischi relativi al cambiamento climatico e quanto stabilito dagli accordi di Parigi, il Gruppo ha definito l'obiettivo di zero emissioni entro il 2040 riflettendone gli effetti nelle attività, passività e Conto economico evidenziando gli impatti significativi e prevedibili come richiesto dal framework dei princípi contabili internazionali.
A tal proposito, in accordo, con quanto previsto dal documento pubblicato dall'IFRS Foundation a luglio 2023, il Gruppo fornisce informazioni esplicite nelle Note di commento al presente Bilancio consolidato con riguardo a come il cambiamento climatico viene riflesso nei nostri conti. Per una comunicazione più efficace e organica in relazione all'informativa sul cambiamento climatico predisposta nell'ambito delle Note di commento al presente Bilancio consolidato, si espone di seguito una mappatura di tale informativa con il rimando ai diversi paragrafi dove si affrontano tematiche relative al cambiamento climatico.

Argomento	Nota	Contenuto
Stime e giudizi relativi al cambiamento climatico	Nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".	• Riferimento all'uso da parte del management delle principali stime e giudizi relativi al cambiamento climatico (tenendo conto della loro significatività nell'ambito dell'informativa finanziaria). • Focus sulla stima dei flussi di cassa attesi in relazione a specifiche attività/CGU (paragrafo: "Impairment delle attività non finanziarie"). • Focus sugli effetti derivanti dagli impegni presi dal Gruppo in base agli accordi di Parigi e sui loro riflessi sulla stima delle vite utili delle attività coinvolte (paragrafo "Determinazione della vita utile di attività non finanziarie").
Investimenti sostenibili	Nota 17 "Immobili, impianti e macchinari"	• Focus sulle attività relative alle infrastrutture connesse allo sviluppo delle reti e agli investimenti per lo sviluppo di soluzioni innovative per il cliente.
Contratti di energia rinnovabile a lungo termine	Nota 47 "Risk management"	• Focus sulle principali caratteristiche degli accordi di acquisto di energia (PPA/PPA virtuali).
Valutazione di attività non finanziarie	Nota 10.e "Ammortamenti e altri impairment" Nota 17 "Immobili, impianti e macchinari" Nota 22 "Avviamento"	• Focus sugli effetti connessi agli impegni assunti dal Gruppo in linea con gli accordi di Parigi nell'ambito delle valutazioni delle attività non finanziarie con particolare riferimento alla residua vita utile di talune attività e agli impairment test.
Fondi rischi	Nota 38 "Fondi rischi e oneri"	• Focus sui fondi rischi e oneri per gli impatti del cambiamento climatico sulle reti di distribuzione e sugli impianti di generazione, incluso lo smantellamento e il ripristino dei siti nonché gli eventuali accantonamenti a piani di ristrutturazione legati alla transizione energetica.

Finanza sostenibile	Nota 46.3 "Finanziamenti"
	Nota 58 "Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio"
		• Focus su:
		  • emissioni di sustainability-linked bond collegati al raggiungimento di obiettivi sostenibili in linea con gli SDG emanati dall'ONU;
		  • green bond utilizzati per finanziare specifici progetti e iniziative sostenibili del Gruppo;
		  • sustainable loan collegati al raggiungimento di Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG).

Pagamenti basati su azioni	Nota 51 "Pagamenti basati su azioni"	• Descrizione dei Piani di incentivazione di lungo termine (LTI) ancorati al raggiungimento di specifici obiettivi relativi al clima.
Programmi ambientali	Nota 56 "Programmi ambientali"	• Descrizione dei costi relativi alla compliance ambientale previsti dalle normative nazionali e internazionali. • Descrizione degli oneri legati al deficit di certificati ambientali rispetto a quanto previsto dalla normativa per la compliance ambientale.

Variazioni nell'area di consolidamento

7. Principali acquisizioni e cessioni dell'esercizio

Nei due esercizi in analisi l'area di consolidamento ha subíto alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni.

2023

- In data 17 febbraio 2023 il Gruppo Enel, tramite la controllata Enel Argentina, ha ceduto alla società energetica Central Puerto SA la partecipazione detenuta nella società di generazione termoelettrica Enel Generación Costanera per un corrispettivo di 42 milioni di euro interamente incassati. L'operazione ha comportato la rilevazione di un onere complessivo di 132 milioni di euro.
- In data 14 aprile 2023 è stata perfezionata la cessione, a YPF e a Pan American Sur SA, delle azioni detenute in Inversora Dock Sud SA e Central Dock Sud SA, per un corrispettivo complessivo di 48 milioni di euro. La vendita ha generato sul risultato operativo un impatto negativo di 194 milioni di euro.
- In data 29 settembre 2023 il Gruppo Enel ha ceduto a INPEX Corporation, tramite la controllata Enel Green Power SpA, il 50% delle due società (Enel Green Power Australia (Pty) Ltd ed Enel Green Power Australia Trust) che possiedono tutte le attività dedicate alle rinnovabili del Gruppo in Australia, per un corrispettivo complessivo di 142 milioni di euro. L'operazione ha comportato la rilevazione di un provento di 103 milioni di euro.
- In data 25 ottobre 2023 Enel SpA e la sua controllata Enel Chile SA hanno concluso la cessione delle loro intere partecipazioni possedute nel capitale sociale di Arcadia Generación Solar SA, società cilena proprietaria di un portafoglio di quattro impianti fotovoltaici in esercizio (416 MW di capacità installata), a Sonnedix, un produttore internazionale di energia rinnovabile, per un corrispettivo complessivo di 535 milioni di euro. La vendita ha generato un provento di 195 milioni di euro.
- In data 25 ottobre 2023 il Gruppo Enel ha perfezionato la cessione alla società greca Public Power Corporation SA di tutte le partecipazioni detenute in Romania, per un corrispettivo totale di 1.241 milioni di euro. La vendita ha comportato la rilevazione di un impatto negativo sul risultato netto dell'esercizio 2023 pari a 847 milioni di euro, di cui 655 milioni di euro collegati al rilascio della riserva di conversione cambi associata.
- In data 29 dicembre 2023 Enel SpA, tramite la propria controllata Enel Green Power SpA, ha finalizzato la vendita a Macquarie Asset Management, per un corrispettivo totale pari a 351 milioni di euro, del 50% di Enel Green Power Hellas, controllata al 100% da Enel Green Power e a sua volta detentrice delle società in Grecia operanti nella generazione da fonte rinnovabile. L'operazione nel suo complesso ha generato un impatto positivo sul risultato netto del Gruppo per il 2023 di 422 milioni di euro.

2024

- In data 4 gennaio 2024 il Gruppo Enel, tramite la controllata Enel Green Power North America (EGPNA), ha perfezionato la vendita di un portafoglio di asset rinnovabili negli Stati Uniti a fronte di un corrispettivo complessivo di 277 milioni di dollari statunitensi, pari a 253 milioni di euro. Gli asset venduti includono l'intero portafoglio geotermico di EGPNA oltre a diversi impianti solari, per una capacità complessiva pari a circa 150 MW. L'operazione ha generato un impatto positivo sul risultato netto del Gruppo pari a 8 milioni di euro.

Milioni di euro	
Prezzo di cessione	253
Totale attività nette cedute	(245)
Impatto sul risultato operativo	**8**
Impatto sul risultato netto del Gruppo	**8**

Si segnala che, al 31 dicembre 2023, le attività del perimetro in oggetto erano state già riclassificate tra le "Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate" ai sensi dell'IFRS 5 e che, nello specifico, a seguito della riclassifica, avvenuta al minore tra il fair value e il valore contabile delle stesse, era stato rilevato un adeguamento di valore negativo pari a 34 milioni di euro in termini di impatto sul risultato operativo.

- In data 10 maggio 2024 Enel Perú SAC, controllata da Enel SpA tramite Enel Américas SA, ha concluso la cessione a Niagara Energy SAC della

totalità delle partecipazioni da essa detenute nelle società di generazione elettrica Enel Generación Perú SAA e Compañía Energética Veracruz SAC. La vendita, effettuata per un corrispettivo totale di 1.198 milioni di euro, ha generato un impatto positivo sul risultato netto del Gruppo di 9 milioni di euro tenuto anche conto degli effetti negativi connessi al rilascio delle riserve di conversione cambi associate.

Milioni di euro	
Prezzo di cessione	1.198
Totale attività nette cedute	(843)
Rilascio della riserva OCI	(94)
Avviamento	(152)
Provento da cessione	**109**
Imposte	(66)
Impatto sul risultato netto	**43**
Impatto sul risultato netto del Gruppo	**9**

- In data 12 giugno 2024 la stessa Enel Perú SAC ha ceduto alla società North Lima Power Grid Holding SAC il totale delle partecipazioni detenute in Enel Distribución Perú SAA e nella società di servizi energetici avanzati Enel X Perú SAC. L'operazione, effettuata per un corrispettivo totale di 2.880 milioni di euro, ha generato un impatto positivo sull'utile netto del Gruppo di 509 milioni di euro, tenuto conto anche in questo caso degli effetti negativi connessi al rilascio delle riserve di conversione cambi associate.

Milioni di euro	
Prezzo di cessione	2.880
Totale attività nette cedute	(1.110)
Rilascio della riserva OCI	(212)
Avviamento	(320)
Provento da cessione	**1.238**
Imposte	(558)
Impatto sul risultato netto	**680**
Impatto sul risultato netto del Gruppo	**509**

- Nei primi giorni di ottobre 2024 il Gruppo Enel, tramite la controllata Enel North America, ha perfezionato la cessione delle attività riferite al business dello storage in Nord America a MSS Energy Storage LLC (per il perimetro riferito agli Stati Uniti) e MSS LP Holdings Inc. (per il perimetro riferito al Canada), per un corrispettivo complessivo di 160 milioni di euro. L'operazione ha comportato un impatto negativo sul risultato netto del Gruppo di 44 milioni di euro.

Milioni di euro	
Prezzo di cessione	160
Totale attività nette cedute	(162)
Minusvalenza da cessione	**(2)**
Adeguamento di valore impianti *ante* cessione	(42)
Impatto sul risultato operativo	**(44)**
Impatto sul risultato netto del Gruppo	**(44)**

- In data 30 dicembre 2024 Enel SpA, tramite la controllata e-distribuzione SpA, ha perfezionato la cessione ad A2A, per 1.229 milioni di euro, del 90% del capitale sociale di Duereti Srl, società beneficiaria del conferimento delle attività di distribuzione di energia elettrica in alcuni comuni situati nelle province di Milano e Brescia. L'operazione nel suo complesso ha generato un impatto positivo sul risultato netto del Gruppo di 978 milioni di euro.

Milioni di euro	
Prezzo di cessione	1.229
Totale attività nette cedute	(339)
Plusvalenza da cessione	**890**
Rimisurazione al fair value partecipazione residua (10%)	99
Provento da cessione	**989**
Imposte	(11)
Impatto sul risultato netto	**978**
Impatto sul risultato netto del Gruppo	**978**

Altre variazioni

In data 26 giugno 2024 Enel SpA, tramite la controllata Enel Italia SpA, ha perfezionato la cessione a Sosteneo Energy Transition 1, per 1.095 milioni di euro, della quota di minoranza del 49% del capitale sociale di Enel Libra Flexsys Srl, società operante nello stoccaggio di energia a batteria (Battery Energy Storage Systems, BESS) e proprietaria di taluni impianti a gas a ciclo aperto (Open Cycle Gas Turbines, OCGT). La vendita non ha generato impatti sui risultati economici del Gruppo in quanto Enel continua a mantenere il controllo di Enel Libra Flexsys Srl e, pertanto, a consolidarla integralmente.

In data 23 dicembre 2024 Enel Green Power España SLU, società del Gruppo controllata tramite Endesa SA, ha perfezionato la cessione a Masdar, per 849 milioni di euro, di una partecipazione di minoranza, pari

al 49,99% del capitale sociale, in Enel Green Power España Solar 1 SLU, che detiene asset fotovoltaici operativi di Endesa in Spagna, per una capacità installata complessiva di circa 2 GW.

La vendita non ha generato impatti sui risultati economici del Gruppo in quanto Enel continua a mantenere il controllo di Enel Green Power España Solar 1 e, pertanto, a consolidarla integralmente.

8. Dati economici e patrimoniali per Settore primario (Linea di Business) e secondario (Area Geografica)

La rappresentazione dei risultati economici e patrimoniali è effettuata in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo nei due esercizi messi a confronto. In particolare, il management monitora e comunica al mercato i propri risultati a partire dai settori di business. Il Gruppo ha adottato infatti la seguente impostazione settoriale:

- Settore primario: Linea di Business;
- Settore secondario: Area Geografica.

La Linea di Business, quindi, risulta essere la discriminante principale e predominante nelle analisi svolte e nelle decisioni prese dal management del Gruppo, ed è pienamente coerente con la reportistica interna predisposta a tali fini dal momento che i risultati vengono misurati e valutati *in primis* per ciascuna Linea di Business e solo successivamente si declinano per Area Geografica. A tale riguardo, si evidenzia che il processo di semplificazione organizzativa avviato già nel corso dell'esercizio 2023, con conseguente modifica delle Linee di Business e delle Aree Geografiche, ha comportato a partire da dicembre 2024 un'ulteriore necessità di ridefinire i dati per settore secondario (Area Geografica). In particolare, nell'esposizione del dato si è tenuto conto dell'attuale organizzazione del "Resto del Mondo" composta da Argentina, Brasile, Cile, Colombia e Centro America, Stati Uniti e Canada, Messico, Resto del Mondo - Altri Paesi.

A seguito delle modifiche descritte, i dati riferiti all'anno precedente sono stati rideterminati ai soli fini comparativi.

Dati economici per Settore primario (Linea di Business)

Risultati 2024

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale reporting segment[1]	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	10.355	8.940	20.449	39.215	(12)	78.947	-	78.947
Ricavi e altri proventi intersettoriali	13.921	3.277	2.787	2.646	1.958	24.589	(24.589)	-
Totale ricavi	**24.276**	**12.217**	**23.236**	**41.861**	**1.946**	**103.536**	**(24.589)**	**78.947**
Totale costi	22.781	5.568	13.156	35.988	2.454	79.947	(24.589)	55.358
Risultati netti da contratti su commodity	1.673	(22)	-	(1.171)	(3)	477	-	477
Ammortamenti	788	1.701	3.078	861	255	6.683	-	6.683
Impairment	77	425	97	1.581	2	2.182	-	2.182
Ripristini di valore	(17)	(13)	(90)	(172)	(1)	(293)	-	(293)
Risultato operativo	**2.320**	**4.514**	**6.995**	**2.432**	**(767)**	**15.494**	**-**	**15.494**
Investimenti	**673[2]**	**3.133[3]**	**5.868[4]**	**971[5]**	**176**	**10.821**	**-**	**10.821**

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.
(2) Il dato non include 13 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(3) Il dato non include 100 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation", di cui 91 milioni di euro sono riferiti agli investimenti dei primi cinque mesi del 2024 effettuati dalla società 3SUN, da giugno 2024 però riclassificata nuovamente tra le attività e le passività "held-for-use" in quanto non ricorrono più le condizioni che avevano determinato la precedente classificazione ai sensi dell'IFRS 5.
(4) Il dato non include 62 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(5) Il dato non include 14 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Risultati 2023

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale reporting segment[1]	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	20.152	8.459	17.206	49.748	-	95.565	-	95.565
Ricavi e altri proventi intersettoriali	20.038	3.161	3.053	2.371	2.045	30.668	(30.668)	-
Totale ricavi	**40.190**	**11.620**	**20.259**	**52.119**	**2.045**	**126.233**	**(30.668)**	**95.565**
Totale costi	35.140	6.377	12.798	46.038	2.659	103.012	(30.668)	72.344
Risultati netti da contratti su commodity	(1.983)	(65)	-	(923)	5	(2.966)	-	(2.966)
Ammortamenti	775	1.603	2.957	785	233	6.353	-	6.353
Impairment	161	1.552	168	1.439	18	3.338	-	3.338
Ripristini di valore	(49)	(19)	(90)	(108)	(2)	(268)	-	(268)
Risultato operativo	**2.180**	**2.042**	**4.426**	**3.042**	**(858)**	**10.832**	**-**	**10.832**
Investimenti	**761[2]**	**5.345[3]**	**5.280[4]**	**1.138[5]**	**190[6]**	**12.714**	**-**	**12.714**

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.
(2) Il dato non include 14 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(3) Il dato non include 565 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(4) Il dato non include 233 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(5) Il dato non include 34 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(6) Il dato non include 3 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Dati economici per Settore secondario (Area Geografica)

Risultati 2024[1]

Milioni di euro	Italia	Iberia	Resto del Mondo	*Argentina*	*Brasile*	*Cile*	*Colombia e Centro America*	*Stati Uniti e Canada*	*Messico*	*Resto del Mondo - Altri Paesi*	*Elisioni Resto del Mondo*	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	36.095	21.285	21.444	*1.355*	*7.685*	*3.889*	*3.872*	*1.989*	*359*	*2.344*	*(49)*	123	78.947
Ricavi e altri proventi intersettoriali	145	11	46	-	-	*9*	-	*2*	*(1)*	*4*	*32*	(202)	-
Totale ricavi	**36.240**	**21.296**	**21.490**	***1.355***	***7.685***	***3.898***	***3.872***	***1.991***	***358***	***2.348***	***(17)***	**(79)**	**78.947**
Totale costi	25.698	15.199	14.295	*1.309*	*5.626*	*3.208*	*2.503*	*798*	*238*	*630*	*(17)*	166	55.358
Risultati netti da contratti su commodity	1.496	(908)	(107)	-	*1*	*(18)*	*(1)*	*(73)*	*(16)*	-	-	(4)	477
Ammortamenti	2.457	1.981	2.027	*145*	*702*	*296*	*264*	*481*	*37*	*102*	-	218	6.683
Impairment	964	534	592	*46*	*238*	*51*	*74*	*148*	*2*	*33*	-	92	2.182
Ripristini di valore	(46)	(218)	(28)	-	*(3)*	-	*(3)*	*(21)*	*(2)*	*1*	-	(1)	(293)
Risultato operativo	**8.663**	**2.892**	**4.497**	***(145)***	***1.123***	***325***	***1.033***	***512***	***67***	***1.582***	**-**	**(558)**	**15.494**
Investimenti	**5.331[2]**	**1.979**	**3.350[3]**	***179***	***1.286***	***540***	***478***	***834[4]***	***27***	***6[5]***	**-**	**161**	**10.821**

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.
(2) Il dato non include 91 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation" e riferiti agli investimenti dei primi cinque mesi del 2024 effettuati dalla società 3SUN, da giugno 2024 però riclassificata nuovamente tra le attività e le passività "held-for-use" in quanto non ricorrono più le condizioni che avevano determinato la precedente classificazione ai sensi dell'IFRS 5.
(3) Il dato non include 98 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(4) Il dato non include 96 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(5) Il dato non include 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Risultati 2023[1]

Milioni di euro	Italia	Iberia	Resto del Mondo	*Argentina*	*Brasile*	*Cile*	*Colombia e Centro America*	*Stati Uniti e Canada*	*Messico*	*Resto del Mondo - Altri Paesi*	*Elisioni Resto del Mondo*	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi e altri proventi verso terzi	49.145	25.418	20.927	*601*	*7.825*	*4.986*	*3.583*	*1.809*	*320*	*2.144*	*(341)*	75	95.565
Ricavi e altri proventi intersettoriali	182	10	354	-	*1*	*16*	*1*	*4*	*9*	*8*	*315*	(546)	-
Totale ricavi	**49.327**	**25.428**	**21.281**	***601***	***7.826***	***5.002***	***3.584***	***1.813***	***329***	***2.152***	***(26)***	**(471)**	**95.565**
Totale costi	38.792	18.578	15.091	*971*	*5.639*	*3.867*	*2.165*	*993*	*269*	*1.211*	*(24)*	(117)	72.344
Risultati netti da contratti su commodity	233	(3.171)	(38)	*(1)*	-	*180*	-	*(207)*	*(13)*	*1*	*2*	10	(2.966)
Ammortamenti	2.325	1.911	1.931	*60*	*671*	*287*	*227*	*464*	*27*	*195*	-	186	6.353
Impairment	824	558	1.879	*11*	*227*	*20*	*181*	*1.424*	*1*	*15*	-	77	3.338
Ripristini di valore	(22)	(197)	(48)	*(1)*	*(12)*	*(1)*	*(30)*	-	-	*(4)*	-	(1)	(268)
Risultato operativo	**7.641**	**1.407**	**2.390**	***(441)***	***1.301***	***1.009***	***1.041***	***(1.275)***	***19***	***736***	**-**	**(606)**	**10.832**
Investimenti	**5.763[2]**	**2.305**	**4.419[3]**	***103[4]***	***1.811***	***744***	***605***	***1.071[5]***	***25***	***60[6]***	**-**	**227[6]**	**12.714**

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri.
(2) Il dato non include 337 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(3) Il dato non include 512 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(4) Il dato non include 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(5) Il dato non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(6) Il dato non include 509 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Dati patrimoniali per Settore primario (Linea di Business)

Al 31 dicembre 2024

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	8.128	43.144	41.679	975	889	94.815	(1)	94.814
Attività immateriali	199	5.060	18.333	4.777	350	28.719	-	28.719
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	12	13	535	163	3	726	(3)	723
Crediti commerciali	4.648	2.943	8.279	5.600	1.329	22.799	(6.850)	15.949
Altro	6.457	647	2.459	2.984	5.513	18.060	(10.879)	7.181
Attività operative	**19.444**[1]	**51.807**[2]	**71.285**[3]	**14.499**	**8.084**	**165.119**	**(17.733)**	**147.386**
Debiti commerciali	5.104	3.491	5.049	5.520	1.101	20.265	(6.560)	13.705
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	175	254	7.645	71	4	8.149	(19)	8.130
Fondi diversi	3.514	1.596	2.380	751	1.270	9.511	(56)	9.455
Altro	5.322	958	9.512	7.211	5.111	28.114	(10.867)	17.247
Passività operative	**14.115**[4]	**6.299**[5]	**24.586**[6]	**13.553**	**7.486**	**66.039**	**(17.502)**	**48.537**

(1) Di cui 189 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(2) Di cui 116 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(3) Di cui 37 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(4) Di cui 12 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(5) Di cui 12 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(6) Di cui 17 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Al 31 dicembre 2023

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	8.340	42.757	40.490	1.142	793	93.522	(13)	93.509
Attività immateriali	271	5.555	20.188	4.926	443	31.383	-	31.383
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	20	17	484	169	2	692	(1)	691
Crediti commerciali	7.287	3.471	7.771	8.373	792	27.694	(9.711)	17.983
Altro	5.736	290	2.738	2.489	3.134	14.387	(6.268)	8.119
Attività operative	**21.654**[1]	**52.090**[2]	**71.671**[3]	**17.099**[4]	**5.164**[5]	**167.678**	**(15.993)**	**151.685**
Debiti commerciali	6.741	3.797	4.174	9.418	1.014	25.144	(8.986)	16.158
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	112	271	7.515	59	7	7.964	(95)	7.869
Fondi diversi	3.468	979	3.348	742	1.208	9.745	(63)	9.682
Altro	3.833	1.606	9.817	4.327	4.740	24.323	(6.164)	18.159
Passività operative	**14.154**[6]	**6.653**[7]	**24.854**[8]	**14.546**[9]	**6.969**[10]	**67.176**	**(15.308)**	**51.868**

(1) Di cui 640 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(2) Di cui 2.254 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(3) Di cui 2.469 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(4) Di cui 84 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(5) Di cui 9 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(6) Di cui 142 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(7) Di cui 265 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(8) Di cui 207 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(9) Di cui 19 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(10) Di cui 3 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Dati patrimoniali per Settore secondario (Area Geografica)

Al 31 dicembre 2024

Milioni di euro	Italia	Iberia	Resto del Mondo	*Argentina*	*Brasile*	*Cile*	*Colombia e Centro America*	*Stati Uniti e Canada*	*Messico*	*Resto del Mondo - Altri Paesi*	*Elisioni Resto del Mondo*	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	36.659	23.553	34.457	2.430	4.748	7.689	5.423	12.733	891	543	-	145	94.814
Attività immateriali	3.082	16.065	9.085	141	3.777	2.574	2.043	324	35	191	-	487	28.719
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	61	82	560	-	517	-	-	8	3	32	-	20	723
Crediti commerciali	7.397	3.442	5.013	246	1.585	2.456	400	165	92	106	(37)	97	15.949
Altro	3.222	2.347	1.591	76	684	206	196	176	178	91	(16)	21	7.181
Attività operative	**50.421**	**45.489**(1)	**50.706**(2)	**2.893**	**11.311**	**12.925**	**8.062**(3)	**13.406**	**1.199**	**963**(4)	**(53)**	**770**	**147.386**
Debiti commerciali	6.855	2.270	5.277	543	1.366	2.286	435	389	132	160	(34)	(697)	13.705
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	4.253	3.802	108	-	70	-	38	-	-	-	-	(33)	8.130
Fondi diversi	3.508	3.000	2.103	50	1.215	327	302	181	4	24	-	844	9.455
Altro	7.218	3.093	5.545	490	1.971	1.102	174	1.629	126	68	(15)	1.391	17.247
Passività operative	**21.834**	**12.165**(5)	**13.033**(6)	**1.083**	**4.622**	**3.715**	**949**	**2.199**	**262**	**252**(7)	**(49)**	**1.505**	**48.537**

(1) Di cui 37 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(2) Di cui 306 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(3) Di cui 49 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(4) Di cui 257 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(5) Di cui 17 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(6) Di cui 28 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(7) Di cui 28 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

Al 31 dicembre 2023

Milioni di euro	Italia	Iberia	Resto del Mondo	*Argentina*	*Brasile*	*Cile*	*Colombia e Centro America*	*Stati Uniti e Canada*	*Messico*	*Resto del Mondo - Altri Paesi*	*Elisioni Resto del Mondo*	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	34.361	23.527	35.524	1.305	5.335	7.475	5.328	11.972	818	3.291	-	97	93.509
Attività immateriali	3.122	16.178	11.397	88	4.701	2.576	2.173	446	36	1.377	-	686	31.383
Attività da contratti con i clienti non correnti e correnti	90	80	520	-	439	-	-	39	1	41	-	1	691
Crediti commerciali	8.819	4.011	5.302	77	1.933	2.249	527	176	68	311	(39)	(149)	17.983
Altro	4.281	2.375	1.706	34	762	225	218	214	57	209	(13)	(243)	8.119
Attività operative	**50.673**(1)	**46.171**	**54.449**(2)	**1.504**	**13.170**	**12.525**(3)	**8.246**(4)	**12.847**(5)	**980**	**5.229**(6)	**(52)**	**392**	**151.685**
Debiti commerciali	9.001	2.888	5.011	173	1.300	1.696	659	834	15	365	(31)	(742)	16.158
Passività da contratti con i clienti non correnti e correnti	4.318	3.537	47	-	-	-	47	-	-	-	-	(33)	7.869
Fondi diversi	3.078	3.177	2.686	32	1.920	312	224	129	5	64	-	741	9.682
Altro	6.913	3.556	6.219	240	2.519	1.076	199	1.826	106	268	(15)	1.471	18.159
Passività operative	**23.310**(7)	**13.158**	**13.963**(8)	**445**	**5.739**	**3.084**	**1.129**	**2.789**(9)	**126**	**697**(10)	**(46)**	**1.437**	**51.868**

(1) Di cui 631 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(2) Di cui 4.801 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(3) Di cui 5 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(4) Di cui 99 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(5) Di cui 242 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(6) Di cui 4.455 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(7) Di cui 155 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(8) Di cui 481 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(9) Di cui 3 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".
(10) Di cui 483 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" o "discontinued operation".

La seguente tabella presenta la riconciliazione tra le attività e passività di settore e quelle consolidate.

Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Totale attività	**187.139**	**195.224**
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.456	1.650
Derivati finanziari attivi non correnti	2.003	2.383
Altre attività finanziarie non correnti	7.607	8.750
Crediti tributari a lungo inclusi in "Altre attività non correnti"	1.114	1.487
Altre attività finanziarie correnti	4.854	4.329
Derivati finanziari attivi correnti	3.512	6.407
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	8.051	6.801
Attività per imposte anticipate	9.025	9.218
Crediti tributari	2.059	2.016
Attività finanziarie e fiscali di "Attività possedute per la vendita"	72	498
Attività di settore	**147.386**	**151.685**

Totale passività	**137.968**	**150.115**
Finanziamenti a lungo termine	60.000	61.085
Derivati finanziari passivi non correnti	2.915	3.373
Altre passività finanziarie non correnti	64	8
Finanziamenti a breve termine	3.645	4.769
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	7.439	9.086
Altre passività finanziarie correnti	845	909
Derivati finanziari passivi correnti	3.584	6.461
Passività per imposte differite	7.951	8.217
Debiti per imposte sul reddito	1.589	1.573
Debiti tributari diversi	1.289	1.034
Passività finanziarie e fiscali di "Passività possedute per la vendita"	110	1.732
Passività di settore	**48.537**	**51.868**

Informazioni sul Conto economico consolidato

Ricavi

9.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni – *Euro 73.914 milioni*

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Vendite energia elettrica	43.478	52.465	(8.987)	-17,1%
Trasporto energia elettrica	12.072	11.123	949	8,5%
Corrispettivi da gestori di rete	961	1.142	(181)	-15,8%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.747	1.570	177	11,3%
Vendite gas	5.875	7.983	(2.108)	-26,4%
Trasporto gas	564	68	496	-
Vendite di combustibili	1.578	3.458	(1.880)	-54,4%
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	1.002	877	125	14,3%
Ricavi per lavori e servizi su ordinazione	1.054	995	59	5,9%
Vendite di certificati ambientali	132	283	(151)	-53,4%
Vendite relative al business dei servizi a valore aggiunto	1.263	1.653	(390)	-23,6%
Altre vendite e prestazioni	900	866	34	3,9%
Totale ricavi IFRS 15	**70.626**	**82.483**	**(11.857)**	**-14,4%**
Vendite di commodity da contratti con consegna fisica	4.598	8.875	(4.277)	-48,2%
Risultati da valutazione dei contratti di vendita di commodity con consegna fisica chiusi nel periodo	(1.333)	1.508	(2.841)	-
Altri ricavi diversi	23	16	7	43,8%
Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni	**73.914**	**92.882**	**(18.968)**	**-20,4%**

I ricavi da "Vendite di energia elettrica" si attestano a 43.478 milioni di euro, in diminuzione di 8.987 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (-17,1%), sostanzialmente per i minori volumi venduti in un regime di prezzi di vendita dell'energia elettrica decrescenti, soprattutto in Italia (6.176 milioni di euro) e in Spagna (1.947 milioni di euro). Tale decremento è stato solo in parte compensato dai maggiori ricavi da "Trasporto energia elettrica" (949 milioni di euro), principalmente attribuibili alla remunerazione dei costi di distribuzione e di misura in Italia.

I "Corrispettivi da gestori di rete" registrano una diminuzione di 181 milioni di euro rispetto al 2023, prevalentemente in Italia, riconducibile principalmente ai minori ricavi di sicurezza del sistema di reintegro per la massimizzazione della produzione a carbone sul 2023.

I ricavi per "Vendite gas" nel 2024 sono pari a 5.875 milioni di euro (7.983 milioni di euro nel 2023) con un decremento di 2.108 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale decremento è riconducibile sia alla diminuzione delle quantità vendute e intermediate sia alla riduzione dei prezzi medi di vendita principalmente in Spagna (1.091 milioni di euro) e in Italia (1.011 milioni di euro). Tale effetto è in parte compensato da un aumento dei ricavi per "Trasporto gas", principalmente in Italia (497 milioni di euro) derivante dal ripristino degli oneri di sistema.

I ricavi per "Vendite di combustibili" si riducono di 1.880 milioni di euro in virtù dell'andamento decrescente dei volumi e dei prezzi di vendita del gas, principalmente in Spagna e in Italia.

La variazione negativa delle "Vendite di commodity da contratti con consegna fisica" (4.277 milioni di euro) e dei "Risultati da valutazione dei contratti di vendita di commodity con consegna fisica chiusi nel periodo" (2.841 milioni di euro) è riferita prevalentemente alla commodity gas ed è dovuta principalmente alla riduzione dei prezzi nonché alla diminuzione dei volumi intermediati.

La tabella seguente espone i risultati netti relativi ai contratti di vendita e acquisto di commodity con consegna fisica misurati al fair value a Conto economico e rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRS 9.

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Risultati di contratti di commodity energetiche con consegna fisica (IFRS 9) chiusi nel periodo				
Contratti di vendita				
Vendite di energia elettrica	919	1.550	(631)	-40,7%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	1	281	(280)	-99,6%
Totale energia	**920**	**1.831**	**(911)**	**-49,8%**
Vendite di gas	3.599	7.271	(3.672)	-50,5%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	(1.482)	1.114	(2.596)	-
Totale gas	**2.117**	**8.385**	**(6.268)**	**-74,8%**
Vendite di quote di emissioni inquinanti	74	4	70	-
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	139	109	30	27,5%
Totale quote di emissioni inquinanti	**213**	**113**	**100**	**88,5%**
Vendita di garanzie di origine	6	50	(44)	-88,0%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	9	4	5	-
Totale garanzie di origine	**15**	**54**	**(39)**	**-72,2%**
Totale ricavi	**3.265**	**10.383**	**(7.118)**	**-68,6%**
Contratti di acquisto				
Acquisti di energia elettrica	872	2.884	(2.012)	-69,8%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	555	570	(15)	-2,6%
Totale energia	**1.427**	**3.454**	**(2.027)**	**-58,7%**
Acquisti di gas	4.793	8.063	(3.270)	-40,6%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	(2.173)	1.370	(3.543)	-
Totale gas	**2.620**	**9.433**	**(6.813)**	**-72,2%**
Acquisti di quote di emissioni inquinanti	236	624	(388)	-62,2%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	(30)	(31)	1	3,2%
Totale quote di emissioni inquinanti	**206**	**593**	**(387)**	**-65,3%**
Acquisti di garanzie di origine	14	101	(87)	-86,1%
Risultati da valutazione dei contratti chiusi	(28)	32	(60)	-
Totale garanzie di origine	**(14)**	**133**	**(147)**	**-**
Totale costi	**4.239**	**13.613**	**(9.374)**	**-68,9%**
Ricavi/(Costi) netti di contratti di commodity energetiche con consegna fisica chiusi nel periodo	**(974)**	**(3.230)**	**2.256**	**69,8%**
Risultati da valutazione di contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica (IFRS 9)				
Contratti di vendita				
Energia	(57)	226	(283)	-
Gas	(647)	136	(783)	-
Quote di emissioni inquinanti	(15)	23	(38)	-
Garanzie di origine	9	4	5	-
Totale	**(710)**	**389**	**(1.099)**	**-**
Contratti di acquisto				
Energia	(626)	254	(880)	-
Gas	(1.187)	586	(1.773)	-
Quote di emissioni inquinanti	(37)	19	(56)	-
Garanzie di origine	51	67	(16)	-23,9%
Totale	**(1.799)**	**926**	**(2.725)**	**-**
Risultati netti da valutazione di contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica (IFRS 9)	**1.089**	**(537)**	**1.626**	**-**
TOTALE RICAVI/(COSTI) NETTI DA CONTRATTI DI COMMODITY CON CONSEGNA FISICA (IFRS 9)	**115**	**(3.767)**	**3.882**	**-**

I ricavi da contratti con clienti (IFRS 15) sono ripartiti tra "point in time" e "over time" così come esposto nella tabella seguente.

	2024									
	Italia		Iberia		Resto del Mondo		Altro, elisioni e rettifiche		Totale	
Milioni di euro	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time
Totale ricavi IFRS 15	**30.167**	**990**	**20.207**	**690**	**18.227**	**239**	**54**	**52**	**68.655**	**1.971**

	2023									
	Italia		Iberia		Resto del Mondo		Altro, elisioni e rettifiche		Totale	
	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time	Over time	Point in time
Totale ricavi IFRS 15	**36.982**	**1.169**	**23.063**	**1.973**	**17.887**	**1.342**	**13**	**54**	**77.945**	**4.538**

Nella seguente tabella è evidenziata la composizione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni per area geografica.

Milioni di euro	2024	2023
Italia	30.987	39.724
Europa		
Iberia	19.076	21.799
Francia	1.017	1.919
Svizzera	788	1.936
Germania	729	1.028
Austria	93	75
Slovenia	26	10
Romania	17	4
Grecia	18	6
Belgio	30	13
Repubblica Ceca	42	180
Ungheria	-	13
Olanda	68	145
Regno Unito	1.692	4.523
Altri Paesi europei	683	2.152
America		
Stati Uniti	719	864
Canada	42	62
Messico	331	315
Brasile	7.561	7.621
Cile	3.793	4.369
Perù	667	1.565
Colombia	3.512	3.248
Argentina	1.333	613
Panama	213	200
Costa Rica	20	17
Guatemala	84	81
Altri		
Africa	103	96
Asia	249	266
Oceania	21	38
Totale	**73.914**	**92.882**

Obbligazioni di fare

La seguente tabella fornisce informazioni circa le obbligazioni di fare del Gruppo relativamente alle principali tipologie di ricavo, riassumendo i giudizi professionali espressi e i connessi princípi contabili di rilevazione dei ricavi.
Per informazioni sull'utilizzo di stime sui ricavi derivanti da contratti con i clienti si rimanda alla nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".

Tipo di prodotto/servizio	Natura e tempistica della soddisfazione dell'obbligazione di fare	Princípi contabili
Vendita di energia elettrica prodotta dal Gruppo	Al fine di determinare la natura della promessa contenuta in tali contratti con i clienti per la vendita di energia elettrica, il Gruppo analizza con attenzione i fatti e le circostanze applicabili a ciascun contratto. Per le vendite di energia sulle Borse elettriche, tali fatti e circostanze (inclusi le caratteristiche intrinseche della commodity, i termini contrattuali, le informazioni inerenti alle infrastrutture e agli altri meccanismi di consegna) generalmente indicano che l'obbligazione di fare è un servizio per la consegna della commodity da cui il cliente riceve e consuma simultaneamente i benefíci. Di conseguenza, il Gruppo identifica un'obbligazione di fare adempiuta nel corso del tempo quale parte di una serie di beni/servizi distinti (ossia, ciascuna unità di commodity) che sono sostanzialmente gli stessi e hanno la stessa modalità di trasferimento al cliente.	Per i ricavi derivanti dalla vendita di energia sulle Borse elettriche, rilevati nel corso del tempo, il Gruppo applica un metodo di valutazione basato sugli output, così da rilevare ricavi per un importo pari a quello che ha il diritto di fatturare al cliente se tale importo corrisponde esattamente al valore, per il cliente, dell'obbligazione completata alla data di rilevazione, ossia al prezzo definito nel mercato (senza elementi variabili).
Servizi di connessione alla rete	I contributi ricevuti da clienti per la connessione alla rete di distribuzione di energia elettrica o gas richiedono una valutazione specifica da parte del Gruppo che prenda in considerazione diversi fattori. Tale valutazione è finalizzata a definire se il contratto include altri beni o servizi distinti, quali per esempio il diritto a ottenere l'accesso continuato all'infrastruttura per la fornitura della commodity o, in presenza di un contributo di connessione con "pagamento anticipato e non rimborsabile" corrisposto all'inizio del contratto o a una data vicina, un diritto significativo che dia origine a un'obbligazione di fare. In particolare, in alcuni Paesi in cui opera, il Gruppo valuta che la natura del corrispettivo ricevuto rappresenta un "pagamento anticipato e non rimborsabile" il cui esborso riconosce al cliente un diritto significativo. Al fine di determinare se il periodo sul quale rilevare tale diritto significativo debba essere esteso oltre la durata contrattuale iniziale, il Gruppo prende in considerazione anche il quadro legale e regolamentare locale.	I ricavi per contributi di connessione alla rete di distribuzione di energia elettrica e del gas, sia monetari sia in natura, sono rilevati in base all'adempimento delle obbligazioni di fare previste dal contratto. L'identificazione di beni o servizi distinti richiede un'attenta analisi dei termini e condizioni dei contratti di connessione che possono variare da Paese a Paese, in base al contesto, alla normativa e alle regolamentazioni locali. Per finalizzare tale valutazione, il Gruppo considera non solo le caratteristiche dei beni/servizi stessi (ossia il bene o servizio è per sua natura tale da poter essere distinto), ma anche le promesse implicite per le quali il cliente ha una valida aspettativa poiché le considera parte integrante dell'accordo contrattuale. Inoltre, il Gruppo agisce in qualità di "agent" in taluni contratti relativi a servizi di connessione alla rete dell'energia elettrica/gas e altre attività collegate, in funzione dell'assetto regolamentare o normativo locale; in questi casi, i ricavi sono rilevati su base netta, corrispondenti agli onorari o alle commissioni cui si aspetta di avere diritto.
Vendita/trasporto di energia elettrica/gas ai clienti finali	Un contratto di fornitura di energia elettrica/gas stipulato con un cliente finale prevede un'unica obbligazione di fare (vendita e trasporto della commodity) in quanto il Gruppo ha valutato che il contratto non fornisce beni/servizi distinti e che la promessa è soddisfatta con il trasferimento del controllo della commodity al cliente nel momento in cui la stessa è erogata al punto di consegna. Al fine di determinare la natura della promessa contenuta in tali contratti, il Gruppo analizza con attenzione i fatti e le circostanze applicabili a ciascun contratto e commodity. In ogni caso, il Gruppo considera che l'obbligazione di fare prevista da un contratto di servizio continuativo, quale un contratto di fornitura di energia elettrica/gas a clienti finali, sia tipicamente adempiuta nel corso del tempo (perché il cliente riceve e consuma simultaneamente i benefíci della commodity man mano che quest'ultima gli è consegnata) quale parte di una serie di beni/servizi distinti (ossia, ciascuna unità di commodity) che sono sostanzialmente gli stessi e hanno la stessa modalità di trasferimento al cliente.	Per i ricavi da trasporto e vendita di energia elettrica/gas ai clienti finali il Gruppo applica un metodo di valutazione basato sugli output, così da rilevare ricavi per un importo pari a quello che ha il diritto di fatturare al cliente se tale importo corrisponde esattamente al valore, per il cliente, dell'obbligazione completata alla data di rilevazione, ossia ai quantitativi forniti nell'esercizio, ancorché non fatturati; tali ricavi sono determinati utilizzando opportune stime oltre che letture periodiche dei consumi. Ove applicabile, tali ricavi si basano sulle tariffe e relativi vincoli fissati per legge o dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente e da analoghi organismi esteri, in vigore nel periodo di riferimento.

Tipo di prodotto/servizio	Natura e tempistica della soddisfazione dell'obbligazione di fare	Princípi contabili
Lavori su ordinazione	I lavori su ordinazione di norma comprendono un'obbligazione di fare che viene adempiuta nel corso del tempo; per tali contratti, il Gruppo generalmente considera adeguato l'uso di un metodo di valutazione dei progressi nell'adempimento dell'obbligazione di fare basato sugli input, a meno che un'analisi specifica del contratto suggerisca l'uso di un metodo diverso, che meglio rappresenti l'obbligazione di fare del Gruppo soddisfatta alla data di riferimento del bilancio.	Per i lavori su ordinazione che includono un'obbligazione di fare soddisfatta nel corso del tempo, il Gruppo rileva i ricavi nel corso del tempo misurando il progresso verso il completo adempimento di tale obbligazione. Si ritiene che il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost method) sia generalmente considerato il miglior metodo per misurare i progressi verso l'adempimento dell'obbligazione di fare del Gruppo alla data di riferimento del bilancio. L'ammontare dovuto dai committenti per lavori su ordinazione è presentato come un'attività derivante da contratti con i clienti; l'ammontare dovuto ai committenti per lavori su ordinazione è presentato come una passività derivante da contratti con i clienti.
Servizi in concessione (in ambito di applicazione IFRIC 12)	Il Gruppo, in qualità di concessionario, fornisce servizi per la realizzazione/il miglioramento dell'infrastruttura utilizzata per la fornitura del servizio di carattere pubblico e/o servizi per la gestione e il mantenimento dell'infrastruttura stessa per il periodo della concessione. Per le obbligazioni di fare connesse ai servizi di realizzazione e di miglioramento dell'infrastruttura, si rimanda a quanto detto per i "Lavori su ordinazione". Per quanto riguarda i ricavi da servizi operativi, si rimanda a quanto detto per la "Vendita di energia elettrica prodotta dal Gruppo" e la "Vendita/trasporto di energia elettrica/gas ai clienti finali".	Quando il Gruppo fornisce servizi per la realizzazione/il miglioramento rileva attività immateriali e/o attività finanziarie, secondo le caratteristiche dell'accordo per servizi in concessione. I corrispettivi ricevuti o da ricevere relativi a entrambe le componenti sono rilevati inizialmente come ricavi da contratti con i clienti. Per maggiori dettagli riguardo alla rilevazione di tali ricavi, si rimanda a quanto detto per i "Lavori su ordinazione". Inoltre, è classificata come ricavo anche la componente rilevata a Conto economico derivante dalla rimisurazione al fair value delle attività finanziarie connesse ad accordi per servizi in concessione relativi all'attività di distribuzione in Brasile, al fine di riflettere adeguatamente il modello di business coerentemente con il relativo contratto di concessione. I ricavi relativi alle attività di gestione e di mantenimento sono rilevati come ricavi della vendita di energia elettrica sul mercato o ai clienti finali (si rimanda, rispettivamente, a quanto detto per la "Vendita di energia elettrica prodotta dal Gruppo" e la "Vendita/trasporto di energia elettrica/gas ai clienti finali").

9.b Altri proventi – *Euro 5.033 milioni*

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Contributi per certificati ambientali[1]	294	346	(52)	-15,0%
Altri contributi in conto esercizio	60	9	51	-
Contributi in conto impianti (business elettrico e gas)	30	28	2	7,1%
Rimborsi vari	401	314	87	27,7%
Plusvalenze da alienazione di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	2.351	584	1.767	-
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	90	44	46	-
Premi per continuità del servizio	12	13	(1)	-7,7%
Altri proventi	1.795	1.345	450	33,5%
Totale	**5.033**	**2.683**	**2.350**	**87,6%**

(1) Relativamente alla voce "Contributi per certificati ambientali", si rimanda a quanto commentato nella nota 56 "Programmi ambientali".

La voce relativa alle plusvalenze da alienazione di società ammonta a 2.351 milioni di euro nel 2024 e accoglie principalmente i proventi derivanti dalla cessione delle attività di generazione e distribuzione di energia elettrica in Perù (per complessivi 1.347 milioni di euro) e i proventi derivanti dalla cessione delle attività di distribuzione di energia elettrica in alcuni comuni situati nelle province di Milano e Brescia (per complessivi 989 milioni di euro).

Nel 2023 tale voce accoglieva principalmente la rilevazione da parte di Enel CIEN (in Brasile) del provento (99 milioni di euro) di fine concessione ricevuto per il subentro di altro soggetto, il provento complessivo (103 milioni di euro) derivante dalla cessione parziale con perdita di controllo delle attività detenute in Australia, il provento derivante dalla cessione di Arcadia Generación Solar (195 milioni di euro) e la rimisurazione al fair value della partecipazione residua di Enel Green Power Hellas (160 milioni di euro).

La voce "Altri proventi" si incrementa di 450 milioni di euro rispetto al 2023 soprattutto per effetto dei ricavi da accordi di tax partnerships (440 milioni di euro) riferiti all'entrata in funzione di nuovi impianti in Nord America.

Nelle tabelle seguenti è rappresentata una disaggregazione del totale "Ricavi" per Linea di Business in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo nei due esercizi a confronto.

	2024							
Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Totale ricavi IFRS 15	**19.088**	**10.397**	**20.685**	**41.232**	**1.902**	**93.304**	**(22.678)**	**70.626**
Vendite di commodity da contratti con consegna fisica	6.344	-	-	-	-	6.344	(1.746)	4.598
Risultati da valutazione dei contratti di vendita di commodity con consegna fisica chiusi nel periodo	(1.333)	-	-	-	-	(1.333)	-	(1.333)
Altri ricavi diversi	11	2	18	-	19	50	(27)	23
Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni	**24.110**	**10.399**	**20.703**	**41.232**	**1.921**	**98.365**	**(24.451)**	**73.914**
Altri proventi	**166**	**1.818**	**2.533**	**629**	**25**	**5.171**	**(138)**	**5.033**
TOTALE RICAVI	**24.276**	**12.217**	**23.236**	**41.861**	**1.946**	**103.536**	**(24.589)**	**78.947**

	2023							
Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale reporting segment	Elisioni e rettifiche	Totale
Totale ricavi IFRS 15	**26.354**	**9.982**	**19.719**	**51.630**	**2.004**	**109.689**	**(27.206)**	**82.483**
Vendite di commodity da contratti con consegna fisica	12.374	-	-	6	-	12.380	(3.505)	8.875
Risultati da valutazione dei contratti di vendita di commodity con consegna fisica chiusi nel periodo	1.504	-	-	4	-	1.508	-	1.508
Altri ricavi diversi	6	3	18	1	16	44	(28)	16
Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni	**40.238**	**9.985**	**19.737**	**51.641**	**2.020**	**123.621**	**(30.739)**	**92.882**
Altri proventi	**(48)**	**1.635**	**522**	**478**	**25**	**2.612**	**71**	**2.683**
TOTALE RICAVI	**40.190**	**11.620**	**20.259**	**52.119**	**2.045**	**126.233**	**(30.668)**	**95.565**

Costi

10.a Energia elettrica, gas e combustibile – *Euro 30.282 milioni*

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Energia elettrica	19.348	24.098	(4.750)	-19,7%
- di cui relativi ad acquisti da contratti con consegna fisica (IFRS 9)	*872*	*2.884*	*(2.012)*	*-69,8%*
Gas	10.739	16.583	(5.844)	-35,2%
- di cui relativi ad acquisti da contratti con consegna fisica (IFRS 9)	*4.793*	*8.063*	*(3.270)*	*-40,6%*
Risultati da valutazione dei contratti di acquisto di energia elettrica e gas con consegna fisica chiusi nel periodo	(1.618)	1.940	(3.558)	-
Combustibile nucleare	103	99	4	4,0%
Altri combustibili	1.710	3.550	(1.840)	-51,8%
Totale	**30.282**	**46.270**	**(15.988)**	**-34,6%**

I costi per l'acquisto di "Energia elettrica" si decrementano di 4.750 milioni di euro sia per i minori prezzi medi di acquisto sia per i minori volumi acquistati rispetto al precedente esercizio, principalmente in Italia (3.992 milioni di euro) e Spagna (1.127 milioni di euro).

Il decremento dei costi per l'acquisto di "Gas", pari a 5.844 milioni di euro, riflette essenzialmente la diminuzione dei prezzi medi di acquisto nonché la flessione dei volumi intermediati, prevalentemente in Italia e Spagna. Si segnala, inoltre, che nel 2023 tale voce includeva gli oneri per 515 milioni di euro connessi alla definizione del lodo arbitrale con un fornitore di gas del Qatar in Spagna.

I risultati da valutazione al fair value dei contratti con consegna fisica chiusi registrano un decremento di 3.558 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, di cui 3.544 milioni di euro riconducibili alla commodity gas e 14 milioni di euro riconducibili alla commodity elettricità.

Il decremento della voce "Altri combustibili" è principalmente dovuto ai minori volumi di approvvigionamento.

10.b Servizi e altri materiali – *Euro 19.240 milioni*

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Vettoriamenti passivi	9.207	7.781	1.426	18,3%
Manutenzioni e riparazioni	1.216	1.134	82	7,2%
Telefonici e postali	174	168	6	3,6%
Servizi di comunicazione	166	120	46	38,3%
Servizi informatici	744	840	(96)	-11,4%
Godimento beni di terzi	813	534	279	52,2%
Costi per servizi connessi al business dell'energia elettrica e del gas	1.111	1.327	(216)	-16,3%
Business dei servizi a valore aggiunto	697	822	(125)	-15,2%
Servizi per la realizzazione di lavori e servizi su ordinazione	288	394	(106)	-26,9%
Servizi per accordi per servizi in concessione	451	429	22	5,1%
Altri servizi	1.927	2.008	(81)	-4,0%
Costi per certificati ambientali non destinati alla compliance	264	1.002	(738)	-73,7%
- di cui relativi ad acquisti da contratti con consegna fisica (IFRS 9)	*250*	*725*	*(475)*	*-65,5%*
Risultati da valutazione dei contratti di acquisto di certificati ambientali con consegna fisica chiusi nel periodo	(58)	1	(59)	-
Variazione rimanenze di certificati ambientali	84	(593)	677	-
Altri materiali	2.156	2.337	(181)	-7,7%
Totale	**19.240**	**18.304**	**936**	**5,1%**

I costi per servizi e altri materiali, pari a 19.240 milioni di euro nel 2024, registrano un incremento di 936 milioni di euro rispetto all'esercizio 2023. Tale variazione risente essenzialmente:

- dell'incremento dei costi per vettoriamenti passivi, principalmente in Italia e Iberia, connessi all'applicazione di specifici provvedimenti emessi dalle autorità per la regolazione delle tariffe;
- dell'incremento dei costi per godimento beni di terzi, soprattutto in Italia, dovuto essenzialmente ai maggiori canoni per concessioni idroelettriche;
- dei minori costi imputabili ai servizi connessi al business elettrico e del gas per effetto della diminuzione dei volumi intermediati;
- del decremento dei costi per la realizzazione di lavori, servizi su ordinazione e servizi a valore aggiunto legato alle minori vendite e prestazioni riconducibili ai beni a efficienza energetica (231 milioni di euro);
- dei minori costi per servizi tecnici e professionali (102 milioni di euro);
- del decremento dei costi per certificati ambientali (61 milioni di euro) essenzialmente riferito ai maggiori utilizzi di rimanenze;
- del decremento degli "Altri materiali" dovuto principalmente ai minori costi di approvvigionamento di materiali e apparecchiature.

10.c Costo del personale – *Euro 4.938 milioni*

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Salari e stipendi	3.350	3.498	(148)	-4,2%
Oneri sociali	932	903	29	3,2%
Trattamento di fine rapporto	114	114	-	-
Benefíci successivi al rapporto di lavoro e altri benefíci a lungo termine	68	67	1	1,5%
Incentivi all'esodo	47	42	5	11,9%
Incentivi all'esodo derivanti da accordi di ristrutturazione	227	214	13	6,1%
Altri costi	200	192	8	4,2%
Totale	**4.938**	**5.030**	**(92)**	**-1,8%**

Il costo del personale dell'esercizio 2024, pari a 4.938 milioni di euro, registra una diminuzione di 92 milioni di euro.

L'organico del Gruppo diminuisce di 696 risorse. La variazione è dovuta al saldo positivo tra le assunzioni e le cessazioni (566 risorse) determinato principalmente dalle assunzioni nelle Reti in Italia e Brasile, compensato dalle negative variazioni di perimetro (-1.262 risorse), sostanzialmente riferite:

- alla vendita delle società Enel Generación Perú;
- alla vendita della società Enel Distribución Perú;
- alla vendita della società Enel X Perú;
- alla vendita della società Enel X Storage US LLC;
- alla cessione di alcune risorse da parte di e-distribuzione SpA ad A2A nell'ambito della cessione delle attività di distribuzione relative ad alcuni comuni delle province di Milano e Brescia.

La diminuzione dei "Salari e stipendi" è principalmente dovuta alla minore consistenza media rispetto al 2023, come riportato nella tabella seguente, e alle variazioni di perimetro sopra commentate.
L'aumento degli "Oneri sociali" si registra prevalentemente in Argentina.
L'aumento degli "Incentivi all'esodo" e degli "Incentivi all'esodo derivanti da accordi di ristrutturazione" è prevalentemente dovuto ai maggiori costi rilevati in Italia per l'accantonamento del nuovo fondo ex art. 4 (legge 92/2012) riferito al periodo 2025-2028, parzialmente compensato dai costi registrati nel 2023 in Spagna a seguito dell'adeguamento del fondo relativo al piano AVS (*Acuerdo Voluntario de Salida*).
Nel prospetto che segue è evidenziata la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza, confrontata con quella dell'esercizio precedente, nonché la consistenza effettiva al 31 dicembre 2024.

	Consistenza media[1]		Consistenza[1]
N.	2024	2023	al 31.12.2024
Manager	1.285	1.374	1.256
Middle manager	12.062	12.589	12.013
White collar	29.872	33.906	28.402
Blue collar	17.057	16.527	18.688
Totale	**60.276**	**64.396**	**60.359**

(1) Per le società consolidate con il metodo proporzionale la consistenza corrisponde alla quota di competenza Enel.

10.d Impairment/(Ripristini di valore) netti di crediti commerciali e di altri crediti – *Euro 1.323 milioni*

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Impairment di crediti commerciali	1.337	1.384	(47)	-3,4%
Impairment di altri crediti	234	162	72	44,4%
Totale impairment di crediti commerciali e di altri crediti	**1.571**	**1.546**	**25**	**1,6%**
Ripristini di valore di crediti commerciali	(244)	(210)	(34)	-16,2%
Ripristini di valore di altri crediti	(4)	(2)	(2)	-
Totale ripristini di crediti commerciali e di altri crediti	**(248)**	**(212)**	**(36)**	**-17,0%**
TOTALE IMPAIRMENT/(RIPRISTINI DI VALORE) NETTI DI CREDITI COMMERCIALI E ALTRI CREDITI	**1.323**	**1.334**	**(11)**	**-0,8%**

Gli impairment e i ripristini di valore dei crediti commerciali e degli altri crediti sono sostanzialmente in linea con l'esercizio precedente.

10.e Ammortamenti e altri impairment – *Euro 7.249 milioni*

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Ammortamento immobili, impianti e macchinari	4.896	4.674	222	4,7%
Ammortamento investimenti immobiliari	2	2	-	-
Ammortamento attività immateriali	1.785	1.677	108	6,4%
Impairment di attività immobilizzate	611	1.792	(1.181)	-65,9%
Ripristini di valore	(45)	(56)	11	19,6%
Totale	**7.249**	**8.089**	**(840)**	**-10,4%**

Il decremento della voce "Ammortamenti e altri impairment" risente essenzialmente dei minori adeguamenti di valore delle attività immobilizzate, parzialmente compensati dai maggiori ammortamenti di attività materiali e immateriali per effetto dei nuovi investimenti realizzati soprattutto nei business delle energie rinnovabili e della distribuzione.

In particolare, gli impairment di attività immobilizzate del 2024 includono principalmente:

- l'adeguamento di valore, per 42 milioni di euro, delle attività riferite al business dello storage in Nord America cedute nel corso del 2024;
- l'impairment, pari a 22 milioni di euro, riferito al business delle rinnovabili in India, a seguito della classificazione dello stesso, nel 2024, tra le attività e le passività possedute per la vendita e del relativo adeguamento al previsto prezzo di cessione;
- la riduzione di valore di taluni progetti di energia rinnovabile in Spagna, Brasile, Cile, Stati Uniti e in Italia (223 milioni di euro);
- gli adeguamenti di valore su alcuni impianti fotovoltaici in Italia (36 milioni di euro) ed eolici negli Stati Uniti (45 milioni di euro);
- gli impairment rilevati su alcuni software, piattaforme informatiche e attività a supporto del business di Enel X in Italia (62 milioni di euro) e gli adeguamenti di valore di attività legate al business della mobilità elettrica (56 milioni di euro) principalmente in Italia e Stati Uniti;
- l'adeguamento di valore del progetto eolico colombiano di Windpeshi per 46 milioni di euro (171 milioni di euro nel 2023).

Il dato del 2023 include gli adeguamenti di valore rilevati su talune società di impianti rinnovabili (1.268 milioni di euro) e sulle attività di Enel X ed Enel X Way (126 milioni di euro) in Nord America.

10.f Altri costi operativi – *Euro 3.940 milioni*

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Oneri di sistema - Certificati ambientali[1]	1.449	2.603	(1.154)	-44,3%
Altri oneri connessi al sistema elettrico e gas	175	568	(393)	-69,2%
Altri oneri per imposte e tasse	1.341	1.529	(188)	-12,3%
Minusvalenze e altri oneri da cessione di partecipazioni	4	404	(400)	-99,0%
Contributi straordinari di solidarietà	138	208	(70)	-33,7%
Altri	833	813	20	2,5%
Totale	**3.940**	**6.125**	**(2.185)**	**-35,7%**

(1) Relativamente alla voce "Oneri di sistema - Certificati ambientali", si rimanda a quanto commentato nella nota 56 "Programmi ambientali".

Gli "Altri costi operativi" si decrementano di 2.185 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente essenzialmente per effetto dei fenomeni di seguito descritti.

Gli oneri per certificati ambientali si decrementano a causa dei minori acquisti di quote CO_2 principalmente per effetto dei minori volumi di produzione da fonte convenzionale.

Gli "Altri oneri connessi al sistema elettrico e gas" si decrementano principalmente per effetto del minore impatto del Bonus Sociale in Spagna (337 milioni di euro) riconducibile essenzialmente al riconoscimento nel 2024 del surplus relativo al periodo 2022-2023.

Gli "Altri oneri per imposte e tasse" si decrementano principalmente per effetto della rilevazione nel 2023 del contributo di clawback in Italia (357 milioni di euro) introdotto dal decreto legge n. 25 del 28 marzo 2022 e in Spagna (118 milioni di euro) a seguito del Regio Decreto 17/2021. Tale effetto è stato parzialmente compensato dalla rilevazione nel 2024 dell'imposta sul valore della produzione di energia elettrica (IVPEE) reintrodotta in Spagna dal Regio Decreto 8/2023 per 342 milioni di euro.

Le "Minusvalenze e altri oneri da cessione di partecipazioni" del 2024 includono essenzialmente la minusvalenza rilevata a seguito della cessione delle attività riferite al business dello storage in Nord America (2 milioni di euro).

Il dato del 2023 si riferisce principalmente alle minusvalenze rilevate a seguito delle cessioni di Enel Generación Costanera (132 milioni di euro) e Central Dock Sud (194 milioni di euro) in Argentina, e all'adeguamento del prezzo relativo alla cessione di Celg Distribuição SA - Celg-D (Enel Goiás) (23 milioni di euro).

I "Contributi straordinari di solidarietà" si riferiscono al contributo rilevato, nel 2024, in Spagna per 138 milioni di euro (208 milioni di euro nel 2023) a seguito dell'introduzione della Legge n. 38 del 27 dicembre 2022.

10.g Costi per lavori interni capitalizzati – *Euro (3.042) milioni*

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Personale	(1.064)	(1.120)	56	5,0%
Materiali	(1.237)	(1.338)	101	7,5%
Altri	(741)	(927)	186	20,1%
Totale	**(3.042)**	**(3.385)**	**343**	**10,1%**

Gli oneri capitalizzati ammontano a 3.042 milioni di euro, in diminuzione di 343 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. La riduzione rispetto al 2023 è principalmente riconducibile alla riallocazione degli investimenti, in linea con le priorità del Piano Strategico 2024-2026.

11. Risultati netti da contratti su commodity – *Euro 477 milioni*

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Derivati su commodity				
Proventi da derivati designati come strumenti di copertura	876	836	40	4,8%
Proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	2.517	3.196	(679)	-21,2%
Proventi da derivati su commodity	**3.393**	**4.032**	**(639)**	**-15,8%**
Oneri da derivati designati come strumenti di copertura	1.208	2.892	(1.684)	-58,2%
Oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	2.797	3.569	(772)	-21,6%
Oneri da derivati su commodity	**4.005**	**6.461**	**(2.456)**	**-38,0%**
Proventi/(Oneri) netti da derivati su commodity	**(612)**	**(2.429)**	**1.817**	**74,8%**
Contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica				
- risultati da valutazione di contratti outstanding di vendita di commodity energetiche con consegna fisica	(710)	389	(1.099)	-
- risultati da valutazione di contratti outstanding di acquisto di commodity energetiche con consegna fisica	1.799	(926)	2.725	-
Risultati netti da valutazione di contratti outstanding di commodity energetiche con consegna fisica	**1.089**	**(537)**	**1.626**	**-**
RISULTATI NETTI DA CONTRATTI SU COMMODITY	**477**	**(2.966)**	**3.443**	**-**

I risultati netti da contratti su commodity ammontano a 477 milioni di euro nel 2024 (risultati netti negativi per 2.966 milioni di euro nel 2023), si riferiscono alla copertura del rischio prezzo e cambio su commodity e sono così composti:

- oneri netti su derivati su commodity pari complessivamente a 612 milioni di euro (oneri netti per 2.429 milioni di euro nel 2023). In particolare, sono stati rilevati oneri netti su derivati designati come strumenti di copertura per 332 milioni di euro (oneri netti per 2.056 milioni di euro nel 2023) e oneri netti su derivati al fair value a Conto economico per 280 milioni di euro (oneri netti per 373 milioni di euro nel 2023);
- risultati netti positivi da valutazione al fair value a Conto economico dei contratti di commodity energetiche con consegna fisica ancora in essere alla data di riferimento del bilancio per 1.089 milioni di euro (risultati netti negativi per 537 milioni di euro nel 2023).

La variazione in aumento dei proventi netti, pari a 3.443 milioni di euro, è ascrivibile prevalentemente ai risultati dei derivati per copertura prezzo su commodity soprattutto per effetto dell'oscillazione dei prezzi sul mercato.

Per maggiori dettagli sui derivati, si prega di far riferimento alla nota 49 "Derivati ed hedge accounting".

12. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati – *Euro 1.697 milioni*

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Proventi:				
- proventi da derivati designati come strumenti di copertura	2.212	756	1.456	-
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	508	802	(294)	-36,7%
Totale proventi	**2.720**	**1.558**	**1.162**	**74,6%**
Oneri:				
- oneri da derivati designati come strumenti di copertura	(620)	(1.254)	634	50,6%
- oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	(403)	(913)	510	55,9%
Totale oneri	**(1.023)**	**(2.167)**	**1.144**	**52,8%**
PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI DA CONTRATTI DERIVATI	**1.697**	**(609)**	**2.306**	**-**

I contratti derivati su tassi e cambi hanno registrato proventi netti per 1.697 milioni di euro nel 2024 (oneri netti per 609 milioni di euro nel 2023) e sono così composti:

- proventi netti derivanti dalla gestione dei derivati designati come strumenti di copertura per 1.592 milioni di euro (oneri netti per 498 milioni di euro nel 2023) che si riferiscono soprattutto a relazioni di copertura di cash flow hedge;
- proventi netti relativi a derivati al fair value a Conto economico per 105 milioni di euro (oneri netti per 111 milioni di euro nel 2023).

I risultati netti, rilevati nel 2024 e nell'esercizio precedente, sia su derivati di copertura sia al fair value a Conto economico, si riferiscono prevalentemente alla copertura del rischio di cambio. Per maggiori dettagli sui derivati, si prega di far riferimento alla nota 49 "Derivati ed hedge accounting".

13. Altri proventi/(oneri) finanziari netti – *Euro (5.098) milioni*

Altri proventi finanziari

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Interessi da attività finanziarie (correnti e non correnti):				
- interessi attivi al tasso effettivo su attività finanziarie non correnti	256	289	(33)	-11,4%
- interessi attivi al tasso effettivo su attività finanziarie correnti	359	335	24	7,2%
Totale interessi attivi al tasso effettivo	**615**	**624**	**(9)**	**-1,4%**
Differenze positive di cambio	**1.320**	**1.807**	**(487)**	**-27,0%**
Proventi da partecipazioni	**2**	**3**	**(1)**	**-33,3%**
Proventi da iperinflazione	**1.953**	**1.575**	**378**	**24,0%**
Altri proventi	**472**	**482**	**(10)**	**-2,1%**
TOTALE ALTRI PROVENTI FINANZIARI	**4.362**	**4.491**	**(129)**	**-2,9%**

Gli altri proventi finanziari, pari a 4.362 milioni di euro, registrano un decremento di 129 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è prevalentemente riconducibile al decremento dei proventi relativi alle differenze positive di cambio per 487 milioni di euro, soprattutto in Enel Finance International (472 milioni di euro), parzialmente compensato dall'aumento dei proventi da iperinflazione per 378 milioni di euro, rilevati nelle società argentine in relazione all'applicazione dello IAS 29, relativo alla rendicontazione in economie iperinflazionate; per maggiori approfondimenti si rimanda alla nota 5 del presente Bilancio consolidato al 31 dicembre 2024.

Altri oneri finanziari

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Interessi su debiti finanziari (correnti e non correnti):				
- interessi passivi su debiti verso banche	1.001	987	14	1,4%
- interessi passivi su prestiti obbligazionari	2.057	2.079	(22)	-1,1%
- interessi passivi su altri finanziamenti non bancari	393	451	(58)	-12,9%
Totale interessi passivi	**3.451**	**3.517**	**(66)**	**-1,9%**
Oneri finanziari su operazioni di gestione del debito	**59**	**7**	**52**	**-**
Differenze negative di cambio	**3.002**	**1.058**	**1.944**	**-**
Attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti	**142**	**165**	**(23)**	**-13,9%**
Attualizzazione altri fondi	**291**	**255**	**36**	**14,1%**
Oneri da iperinflazione	**1.632**	**1.291**	**341**	**26,4%**
Altri oneri	**883**	**964**	**(81)**	**-8,4%**
TOTALE ALTRI ONERI FINANZIARI	**9.460**	**7.257**	**2.203**	**30,4%**

Gli altri oneri finanziari, pari a 9.460 milioni di euro, evidenziano un incremento complessivo di 2.203 milioni di euro rispetto al 2023 dovuto essenzialmente ai seguenti fenomeni:

- all'incremento degli oneri da iperinflazione per 341 milioni di euro, rilevati nelle società argentine in relazione all'applicazione dello IAS 29, relativo alla rendicontazione in economie iperinflazionate; per maggiori approfondimenti si rimanda alla nota 5 del presente Bilancio consolidato al 31 dicembre 2024;
- all'incremento degli oneri relativi alle differenze negative di cambio per 1.944 milioni di euro, che riguarda soprattutto Enel Finance International (1.102 milioni di euro), Enel Américas (437 milioni di euro) ed Enel Chile (385 milioni di euro);
- al decremento degli interessi passivi per 66 milioni di euro, legato principalmente alla riduzione del debito medio del periodo.

14. Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – *Euro (210) milioni*

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Proventi da partecipazioni in società a controllo congiunto e collegate	89	68	21	30,9%
Oneri da partecipazioni in società a controllo congiunto e collegate	(299)	(109)	(190)	-
Totale	**(210)**	**(41)**	**(169)**	**-**

L'incremento della quota degli oneri netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è principalmente attribuibile a Slovak Power Holding BV (per 189 milioni di euro), per l'adeguamento del valore contabile della partecipazione a zero a seguito della sottoscrizione di un accordo tra Enel Produzione ed EPH, tramite il quale quest'ultima, come previsto dalla early call option, acquisirà il 50% del capitale sociale di Slovak Power Holding BV attualmente detenuto da Enel Produzione; per maggiori informazioni su tale aspetto, si rimanda alla nota 24 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto".

15. Imposte – *Euro 3.654 milioni*

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Imposte correnti	3.873	2.877	996	34,6%
Rettifiche per imposte sul reddito relative a esercizi precedenti	(91)	(75)	(16)	-21,3%
Totale imposte correnti	**3.782**	**2.802**	**980**	**35,0%**
Imposte differite	(33)	(197)	164	83,2%
Imposte anticipate	(95)	173	(268)	-
TOTALE	**3.654**	**2.778**	**876**	**31,5%**

Le imposte di competenza del 2024 ammontano a 3.654 milioni di euro con un incremento di 876 milioni di euro rispetto al precedente esercizio.
L'incidenza delle imposte sul risultato *ante* imposte del 2024 è del 31%, a fronte del 37% nel 2023.
Tale minore incidenza risente principalmente dei seguenti fenomeni:

- della rilevazione di imposte anticipate su annualità precedenti in Brasile legate alla non imponibilità dei proventi da rivalutazione di crediti fiscali (113 milioni di euro);
- del maggior rilascio nel 2023 della fiscalità anticipata per la parte ritenuta non più recuperabile negli Stati Uniti, in Messico e Perù (180 milioni di euro nel 2023 e 91 milioni di euro nel 2024).

Si segnala inoltre che nel 2024 sul tax rate effettivo hanno inciso la cessione delle attività di generazione e distribuzione in Perù e la cessione ad A2A delle attività di distribuzione di energia elettrica in alcuni comuni situati nelle province di Milano e Brescia.

Sul tax rate effettivo del 2023 ha inciso l'onere senza rilevanza fiscale emerso dalla cessione di Enel Generación Costanera e Central Dock Sud.

Per la movimentazione delle imposte anticipate e differite si rimanda alla nota 23.
Di seguito la riconciliazione tra aliquota fiscale teorica ed effettiva.

Milioni di euro	2024		2023	
Risultato prima delle imposte	**11.883**		**7.416**	
Imposte teoriche	2.852	24%	1.780	24%
Delta effetto fiscale su adeguamenti di valore e operazioni M&A	217		195	
Regime fiscale agevolato su cessioni Australia e Grecia	-		(63)	
Effetti fiscali vari relativi all'economia iperinflazionata argentina	(20)		(58)	
Storno imposte anticipate in Perú (per fusione Enel Green Power Perú con Enel Generación Perù)	-		25	
Registrazione imposte anticipate Brasile	(113)		-	
Write-off imposte anticipate Stati Uniti, Messico e Brasile	91		155	
IRAP	383		352	
Indeducibilità del contributo straordinario di solidarietà in Spagna	33		52	
Altre differenze, effetto delle diverse aliquote estere rispetto a quella teorica italiana e partite minori	211		340	
Totale	**3.654**		**2.778**	

16. Risultato e risultato diluito per azione

Entrambi gli indici sono calcolati sulla consistenza media delle azioni ordinarie dell'esercizio pari a 10.166.679.946 azioni, rettificata della media delle azioni proprie detenute e delle erogazioni effettuate nel corso dell'anno. Il numero puntuale delle azioni proprie detenute al 31 dicembre 2024 è pari a 12.079.670 del valore nominale di 1 euro (9.262.330 al 31 dicembre 2023).

Milioni di euro	2024	2023
Risultato netto di pertinenza del Gruppo (base)	**7.016**	**3.438**
di cui:		
- continuing operation	*7.016*	*3.813*
- discontinued operation	-	*(375)*
Effetto di diritti preferenziali sui dividendi (per es., azioni privilegiate)	-	-
Dividendi su strumenti di capitale (per es., obbligazioni ibride)	(246)	(182)
Altro	-	-
Risultato netto di pertinenza del Gruppo attribuibile agli azionisti ordinari (base)	**6.770**	**3.256**
di cui:		
- continuing operation	*6.770*	*3.631*
- discontinued operation	-	*(375)*
Numero di azioni (unità)		
Numero di azioni ordinarie emesse al 1° gennaio	10.166.679.946	10.166.679.946
Effetto delle azioni proprie detenute	(10.830.775)	(7.696.284)
Effetto delle opzioni su azioni esercitate	301.812	422.896
Altro	-	-
Numero medio ponderato di azioni ordinarie in circolazione (totale) per il risultato base per azione	**10.156.150.983**	**10.159.406.558**

Risultato netto di pertinenza del Gruppo attribuibile agli azionisti ordinari (base)	**6.770**	**3.256**
Effetto diluitivo:		
- interessi su obbligazioni convertibili	-	-
- altro	-	-
Risultato netto di pertinenza del Gruppo attribuibile agli azionisti ordinari (diluito)	**6.770**	**3.256**
di cui:		
- continuing operation	*6.770*	*3.631*
- discontinued operation	-	*(375)*
Numero di azioni (unità)		
Numero medio ponderato di azioni ordinarie in circolazione (totale) per il risultato base per azione	**10.156.150.983**	**10.159.406.558**
Effetto della conversione dei titoli convertibili	-	-
Altro	-	-
Numero medio ponderato di azioni ordinarie in circolazione (totale) per il risultato diluito per azione	**10.156.150.983**	**10.159.406.558**

Risultato netto base per azione		
Risultato netto base per azione	0,67	0,32
Risultato netto base per azione delle continuing operation	0,67	0,36
Risultato netto base per azione delle discontinued operation	-	(0,04)
Risultato netto diluito per azione		
Risultato netto diluito per azione	0,67	0,32
Risultato netto diluito per azione delle continuing operation	0,67	0,36
Risultato netto diluito per azione delle discontinued operation	-	(0,04)

Informazioni sullo Stato patrimoniale consolidato

17. Immobili, impianti e macchinari – *Euro 94.584 milioni*

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi all'esercizio 2024 sono di seguito riportati.

Milioni di euro	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Beni in leasing	Migliorie su immobili di terzi	Immob. in corso e acconti	Totale
Costo storico al netto degli impairment cumulati	630	12.084	167.123	592	1.456	4.318	572	14.149	200.924
Fondo ammortamento	-	5.787	101.864	423	1.159	1.454	436	-	111.123
Consistenza al 31.12.2023	**630**	**6.297**	**65.259**	**169**	**297**	**2.864**	**136**	**14.149**	**89.801**
Investimenti	1	64	2.499	23	152	-	4	5.991	8.734
Passaggi in esercizio	52	1.639	8.030	7	46	9	59	(9.842)	-
Differenze di cambio	(10)	(26)	(409)	1	(17)	28	-	(87)	(520)
Dismissioni	-	(3)	(95)	(1)	(2)	(133)	(1)	-	(235)
Ammortamenti	-	(237)	(4.076)	(25)	(118)	(350)	(30)	-	(4.836)
Impairment	-	(15)	(94)	(1)	(4)	-	(3)	(98)	(215)
Ripristini di valore	-	-	3	-	-	-	-	4	7
Leasing	-	-	-	-	-	429	-	9	438
Altri movimenti	(5)	(92)	828	(53)	24	(1)	2	612	1.315
Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	(2)	37	(421)	(1)	7	(18)	-	493	95
Totale variazioni	**36**	**1.367**	**6.265**	**(50)**	**88**	**(36)**	**31**	**(2.918)**	**4.783**
Costo storico al netto degli impairment cumulati	666	13.671	175.047	610	1.662	4.578	612	11.231	208.077
Fondo ammortamento	-	6.007	103.523	491	1.277	1.750	445	-	113.493
Consistenza al 31.12.2024	**666**	**7.664**	**71.524**	**119**	**385**	**2.828**	**167**	**11.231**	**94.584**

Per i "Beni in leasing" si rinvia alla successiva nota 19.

Gli investimenti del 2024 per gli "Immobili, impianti e macchinari" presentano un valore di 8.734 milioni di euro, 1.235 milioni di euro per le "attività immateriali" (per il cui dettaglio si rimanda alla nota 21) e 8 milioni di euro per gli "investimenti immobiliari" (per il cui dettaglio si rimanda alla nota 20), per un totale di 9.977 milioni di euro, di seguito sintetizzati per tipologia.

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Impianti di produzione:				
- termoelettrici	444	550	(106)	-19,3%
- idroelettrici	402	458	(56)	-12,2%
- geotermoelettrici	119	136	(17)	-12,5%
- nucleari	167	163	4	2,5%
- con fonti energetiche alternative	1.944	3.444	(1.500)	-43,6%
Totale impianti di produzione	**3.076**	**4.751**	**(1.675)**	**-35,3%**
Reti di distribuzione di energia elettrica[1]	5.024	4.485	539	12,0%
Enel X (e-City, e-Industries, e-Home)	231	449	(218)	-48,6%
Enel X Way (e-Mobility)	94	106	(12)	-11,3%
Retail	660	617	43	7,0%
Altro	892	1.511	(619)	-41,0%
TOTALE	**9.977**	**11.919**	**(1.942)**	**-16,3%**

(1) I valori del 2024 non considerano 844 milioni di euro riferiti a investimenti in infrastrutture comprese nell'IFRIC 12 (795 milioni di euro nel 2023).

Gli investimenti del Gruppo si focalizzano sull'ammodernamento delle reti e sulle rinnovabili, in linea col Piano Strategico, che mira a una strategia di miglioramento del profilo di rischio/rendimento degli stessi, avviando una trasformazione il cui obiettivo è quello di creare più valore per i clienti e raggiungere le emissioni nette zero entro il 2040.
Significativi gli investimenti nelle reti, in particolare, le variazioni positive della distribuzione in Italia, Argentina, Brasile, Colombia e Spagna principalmente per manutenzione correttiva e affidabilità della rete, in parte compensati dai minori investimenti in Perù, conseguenti alla cessione delle attività di distribuzione e generazione.
Nelle energie rinnovabili la diminuzione ha riguardato soprattutto le attività in Italia, Brasile, Spagna, Cile, Colombia e Nord America.
Gli investimenti della Linea di Business Mercati finali sono diminuiti nel business di Enel X prevalentemente in Italia, Brasile e Nord America, parzialmente compensati dai maggiori investimenti rilevati nel Retail in Italia e Spagna.
Gli investimenti nell'ambito della Generazione Termoelettrica e Trading diminuiscono prevalentemente in Italia.

Gli "Impairment" rilevati nell'esercizio 2024 risultano pari a 215 milioni di euro e sono riconducibili prevalentemente agli adeguamenti di valore di taluni impianti di energia rinnovabile in Spagna, Italia, Stati Uniti e Cile.

La "Riclassifica da/ad 'Attività classificate come possedute per la vendita'", pari a 95 milioni di euro, riguarda principalmente il ripristino della classificazione di 3SUN tra le attività operative (677 milioni di euro), parzialmente compensato dalla riclassificazione come attività destinate alla vendita delle attività di e-distribuzione SpA, ora confluite nella società Duereti Srl (393 milioni di euro), relative ad alcuni comuni delle province di Milano e Brescia, del portafoglio di business dello storage in Nord America (134 milioni di euro) e degli attivi netti delle società di generazione rinnovabile in India (72 milioni di euro).

Gli "Altri movimenti" includono l'adeguamento di oneri smantellamento e ripristino impianti per 303 milioni di euro e riferibili principalmente al perimetro Italia, Colombia e Spagna, l'adeguamento dei valori delle attività materiali delle società argentine che operano in una economia iperinflazionata per 1.289 milioni di euro, nonché l'effetto della capitalizzazione degli interessi su finanziamenti specificamente dedicati a investimenti effettuati su immobili, impianti e macchinari per 245 milioni di euro (303 milioni di euro nel 2023), di seguito dettagliati.

Milioni di euro	2024	Tasso %	2023	Tasso %	2024-2023	
EGP North America	55	7,9%	70	8,5%	(15)	-21,4%
EGP México	12	9,9%	16	9,8%	(4)	-25,0%
Gruppo Enel Américas	32	7,4%	55	6,4%	(23)	-41,8%
Gruppo Enel Chile	83	6,0%	90	6,0%	(7)	-7,8%
Gruppo Endesa	11	3,6%	12	3,2%	(1)	-8,3%
Gruppo Enel Italia	49	5,1%	58	2,1%	(9)	-15,5%
Nuove Energie	3	3,0%	2	3,3%	1	50,0%
Totale	**245**		**303**		**(58)**	**-19,1%**

Gli "Altri movimenti" includono inoltre contributi in conto impianti ricevuti in Italia per 602 milioni di euro.

Al 31 dicembre 2024, l'ammontare degli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di immobili, impianti e macchinari è pari a 4.123 milioni di euro.

La vita utile stimata delle principali voci di immobili, impianti e macchinari è di seguito riportata.

Fabbricati civili	10-60 anni
Fabbricati e opere civili inclusi in impianti	10-100 anni
Centrali idroelettriche:	
- condotte forzate	10-65 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	10-65 anni
- altre opere idrauliche fisse	10-100 anni
Centrali termoelettriche:	
- caldaie e componenti ausiliari	20-40 anni
- componenti turbogas	10-40 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	5-40 anni
- altre opere idrauliche fisse	60 anni
Centrali nucleari	50 anni
Centrali geotermoelettriche:	
- torri refrigeranti	20 anni
- turbine e generatori	10-50 anni
- parti turbina a contatto con il fluido	10 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	20-40 anni
Impianti di produzione da fonte eolica:	
- torri	30-35 anni
- turbine e generatori	30-35 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	15-30 anni
Impianti di produzione da fonte solare:	
- macchinario meccanico ed elettrico	15-40 anni
Impianti di illuminazione pubblica e artistica:	
- impianti di illuminazione pubblica	10-35 anni
- impianti di illuminazione artistica	20-35 anni
Linee di trasporto	10-60 anni
Stazioni di trasformazione	20-55 anni
Impianti di distribuzione:	
- linee di alta tensione	10-60 anni
- cabine primarie	10-50 anni
- reti di media e bassa tensione	10-50 anni
Contatori:	
- contatori elettromeccanici	5-40 anni
- gruppi di misura bilancio energia	10-15 anni
- contatori elettronici	15-25 anni
Colonnine di ricarica	7-15 anni
Sistemi di accumulo di energia a batteria (BESS)	10-15 anni

La vita utile delle migliorie su beni di terzi è determinata sulla base della durata del contratto di locazione o, se inferiore, della durata dei benefíci derivanti dalla miglioria stessa. I terreni non sono ammortizzati in quanto elementi a vita utile illimitata.

18. Accordi per servizi in concessione

Nella tabella che segue sono esposti gli accordi per servizi in concessione non ricompresi nell'applicazione dell'IFRIC 12 che presentano un saldo di bilancio al 31 dicembre 2024.

Milioni di euro	Concedente	Attività	Paese	Periodo della conc.	Periodo residuo della conc.	Opz. di rinnovo	al 31.12.2024	al 31.12.2023	Fair value iniziale
Endesa Distribución Eléctrica	-	Distribuzione di energia elettrica	Spagna	Indefinito	Indefinito	-	5.677	5.677	5.673
Enel Colombia (ex Codensa)	Repubblica della Colombia	Distribuzione di energia elettrica	Colombia	Indefinito	Indefinito	-	1.188	1.266	1.839
Enel Distribución Chile (ex Chilectra)	Repubblica del Cile	Distribuzione di energia elettrica	Cile	Indefinito	Indefinito	-	1.175	1.254	1.667

Le concessioni per l'attività di distribuzione in Spagna, Colombia e Cile esposte in tabella sono incluse nelle attività immateriali considerate a vita utile indefinita in quanto non è normativamente prevista né prevedibile a oggi una data di scadenza all'esercizio del servizio. Sulla base delle previsioni formulate, i flussi di cassa attribuibili a ciascuna CGU, alla quale appartengono le varie concessioni, sono sufficienti a recuperare il valore di iscrizione in bilancio. La variazione dell'anno è riferita, principalmente, alla variazione del tasso di cambio in America Latina.

Gli accordi per servizi in concessione, rilevati in base all'IFRIC 12, si riferiscono a talune infrastrutture asservite alle concessioni dei servizi di generazione di energia elettrica in Brasile, di distribuzione di energia elettrica in Brasile e in Costa Rica e di illuminazione pubblica in Brasile.

Nella seguente tabella si riepilogano gli elementi rilevanti di tali concessioni.

Milioni di euro	Concedente	Attività	Paese	Periodo della concessione	Periodo residuo della concessione	Opzione di rinnovo	Totale riconosciuto tra le attività da contratti con clienti al 31.12.2024 (per attività immateriali)	Totale riconosciuto tra le attività da contratti con clienti al 31.12.2024 (per attività finanziarie)	Totale riconosciuto tra le attività finanziarie al 31.12.2024	Totale riconosciuto tra le attività immateriali al 31.12.2024
Enel Distribuição Rio de Janeiro	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1996-2026	2 anni	Sì	99	-	1.305	336
Enel Distribuição Ceará	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1998-2028	4 anni	Sì	155	-	1.130	369
Enel Green Power Mourão	Stato brasiliano	Generazione di energia elettrica	Brasile	2016-2046	22 anni	No	-	-	5	-
Enel Green Power Paranapanema	Stato brasiliano	Generazione di energia elettrica	Brasile	2016-2046	22 anni	No	-	-	23	-
Enel Green Power Volta Grande	Stato brasiliano	Generazione di energia elettrica	Brasile	2017-2047	23 anni	No	-	-	246	-
Enel Distribuição São Paulo	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1998-2028	4 anni	Sì	229	-	1.457	551
Luz de Angra Energia	Stato brasiliano	Illuminazione pubblica	Brasile	2021-2036	12 anni	Sì	-	4	-	-
Luz de Jaboatão Energia	Stato brasiliano	Illuminazione pubblica	Brasile	2023-2045	21 anni	Sì	-	7	-	-
Luz de Caruaru Energia	Stato brasiliano	Illuminazione pubblica	Brasile	2023-2043	19 anni	Sì	-	5	-	-
Luz de Cataguases	Stato brasiliano	Illuminazione pubblica	Brasile	2023-2048	24 anni	Sì	-	1	-	-
Luz de Itanhaém	Stato brasiliano	Illuminazione pubblica	Brasile	2024-2037	13 anni	Sì	-	2	-	-
Luz de Caxias do Sul	Stato brasiliano	Illuminazione pubblica	Brasile	2024-2048	24 anni	Sì	-	5	-	-
Luz de Ponta Grossa	Stato brasiliano	Illuminazione pubblica	Brasile	2024-2037	13 anni	Sì	-	3	-	-
Luz de Alagoinhas	Stato brasiliano	Illuminazione pubblica	Brasile	2024-2037	13 anni	Sì	-	2	-	-
Luz de Maringá	Stato brasiliano	Illuminazione pubblica	Brasile	2024-2037	13 anni	Sì[1]	-	3	-	-
PH Chucas	Istituto Costaricense dell'Elettricità	Impianto idroelettrico	Costa Rica	2012-2031	7 anni	No	-	-	38	35
Totale							**483**	**32**	**4.204**	**1.291**

(1) È dipeso da alcuni criteri di prestazione e dall'accettazione da parte dell'autorità concedente.

Le attività finanziarie relative all'attività di distribuzione di energia elettrica sul mercato brasiliano da parte delle società Enel Distribuição Rio de Janeiro, Enel Distribuição Ceará ed Enel Distribuição São Paulo si riferiscono al valore dei beni al termine della concessione valutato al fair value. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 50 "Attività e passività misurate al fair value".

19. Leasing

Nella seguente tabella viene esposta la movimentazione del diritto d'uso nel corso del 2024.

Milioni di euro	Terreni in leasing	Fabbricati in leasing	Impianti in leasing	Altri beni in leasing	Totale
Totale al 31.12.2023	**1.488**	**632**	**278**	**466**	**2.864**
Incrementi	100	131	8	190	429
Differenza cambi	39	(4)	-	(7)	28
Ammortamento	(62)	(114)	(26)	(148)	(350)
Altri movimenti	(87)	(33)	(7)	(16)	(143)
Totale al 31.12.2024	**1.478**	**612**	**253**	**485**	**2.828**

Le passività di leasing e i loro movimenti durante l'anno sono riportati nella tabella che segue.

Milioni di euro	
Totale al 31.12.2023	**2.905**
Incrementi	419
Pagamenti	(422)
Altri movimenti	29
Totale al 31.12.2024	**2.931**
di cui a medio lungo termine	*2.613*
di cui a breve termine	*318*

Viene precisato che nel corso del 2024 non sono state apportate modifiche o rinegoziazioni alle clausole contenute nei contratti di leasing.

Di seguito vengono riportati gli impatti a Conto economico degli asset in leasing.

Milioni di euro	2024
Ammortamento delle attività consistenti nel diritto di utilizzo	357
Interessi passivi sulle passività del leasing	148
Costi relativi a leasing a breve termine (inclusi nei costi per servizi e altri materiali)	38
Costi relativi ai pagamenti variabili dovuti per leasing (inclusi nei costi per servizi e altri materiali)	30
Totale	**573**

Le attività di diritto d'uso vengono ammortizzate a quote costanti nel periodo più breve tra la durata del contratto di locazione e la vita utile stimata delle attività di diritto d'uso, come di seguito esposto.

	Vita residua media (anni)
Fabbricati	7
Diritti di superficie relativi a impianti	31
Veicoli e altri mezzi di trasporto	3

20. Investimenti immobiliari – *Euro 30 milioni*

Milioni di euro	
Costo storico al netto degli impairment cumulati	114
Fondo ammortamento	17
Consistenza al 31.12.2023	**97**
Investimenti	8
Differenze di cambio	(2)
Dismissioni	(54)
Ammortamenti	(2)
Ripristini di valore	17
Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	(37)
Altri movimenti	3
Totale variazioni	**(67)**
Costo storico al netto degli impairment cumulati	45
Fondo ammortamento	15
Consistenza al 31.12.2024	**30**

Gli investimenti immobiliari al 31 dicembre 2024 ammontano a 30 milioni di euro e presentano un decremento pari a 67 milioni di euro rispetto all'anno precedente.
Gli investimenti immobiliari del Gruppo sono rappresentati da immobili siti in Italia, Spagna, Brasile e Cile, sui quali non sussistono restrizioni sulla realizzabilità degli investimenti o sulla rimessa dei proventi e incassi connessi alla dismissione. Inoltre, si precisa che il Gruppo non ha obbligazioni contrattuali per l'acquisizione, la costruzione o lo sviluppo degli investimenti immobiliari o per riparazioni, manutenzioni o migliorie.
La variazione dell'esercizio è prevalentemente dovuta alle dismissioni di alcuni terreni in Spagna.

Per maggiori dettagli sulla valutazione degli investimenti immobiliari si rimanda alle note 50 "Attività e passività misurate al fair value" e 50.2 "Attività non misurate al fair value nello Stato patrimoniale".

21. Attività immateriali – *Euro 15.837 milioni*

Il dettaglio e la movimentazione delle attività immateriali relativa all'esercizio 2024 sono di seguito riportati.

Milioni di euro	Costi di sviluppo	Diritti di brev. ind. e di utilizz. opere ing.	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Accordi per servizi in concessione	Altre	Migliorie su attività immater. di terzi	Immobil. in corso e acconti	Contract cost	Totale
Costo storico al netto degli impairment cumulati	55	3.988	12.401	5.822	5.513	-	1.641	3.352	32.772
Fondo ammortamento	29	3.313	2.130	4.157	4.139	-	-	1.949	15.717
Consistenza al 31.12.2023	**26**	**675**	**10.271**	**1.665**	**1.374**	**-**	**1.641**	**1.403**	**17.055**
Investimenti	3	36	41	-	92	-	533	530	1.235
Passaggi in esercizio	4	254	12	-	396	-	(676)	8	(2)
Differenze di cambio	-	(23)	(386)	(249)	-	-	(14)	5	(667)
Variazioni perimetro di consolidamento	-	-	-	-	-	-	(20)	-	(20)
Dismissioni	(2)	(1)	-	(6)	(2)	-	(9)	-	(20)
Ammortamenti	(7)	(302)	(182)	(421)	(413)	-	-	(474)	(1.799)
Impairment	-	(1)	-	-	(100)	-	(169)	(1)	(271)
Ripristini di valore	-	-	-	-	1	-	-	-	1
Altri movimenti	10	64	6	302	(4)	-	(54)	3	327
Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	1	-	(2)	-	(2)	-	4	(3)	(2)
Totale variazioni	**9**	**27**	**(511)**	**(374)**	**(32)**	**-**	**(405)**	**68**	**(1.218)**
Costo storico al netto degli impairment cumulati	74	4.332	11.811	4.962	5.896	-	1.236	3.877	32.188
Fondo ammortamento	39	3.630	2.051	3.671	4.554	-	-	2.406	16.351
Consistenza al 31.12.2024	**35**	**702**	**9.760**	**1.291**	**1.342**	**-**	**1.236**	**1.471**	**15.837**

Per gli investimenti si rimanda alla nota 17.

Gli "Impairment" ammontano nel 2024 a 271 milioni di euro e sono riferiti a:

- progetti di energia rinnovabile (pipeline) in Spagna, Stati Uniti, Brasile e Italia;
- riduzione di valore delle attività di mobilità elettrica negli Stati Uniti;
- software e piattaforme di sviluppo a supporto dei business di Enel X in Italia.

Gli "Altri movimenti" si riferiscono prevalentemente alle riclassifiche dalle attività da contratti con i clienti di parte degli investimenti ricadenti nelle concessioni IFRIC 12 in Brasile e all'adeguamento dei valori delle attività immateriali delle società argentine per effetto dell'applicazione del principio contabile relativo alle economie iperinflazionate.

La vita utile stimata delle principali attività immateriali a vita utile finita, distinte tra attività generate internamente e acquisite, è di seguito riportata.

Costi di sviluppo:	
- generati internamente	5 anni
- acquisiti	3-26 anni
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzo opere dell'ingegno:	
- generati internamente	3-10 anni
- acquisiti	3-30 anni
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili:	
- generati internamente	20 anni
- acquisiti	10-35 anni
Altre attività immateriali:	
- generate internamente	2-28 anni
- acquisite	3-15 anni

22. Avviamento – *Euro 12.850 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2023	Variaz. perim.	Differ. cambio	Impairment	Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	Altri movimenti	al 31.12.2024
	Valore netto						Valore netto
Iberia Penisola	8.785	-	-	-	-	-	8.785
Cile	1.101	-	-	-	-	-	1.101
Argentina	20	-	-	-	-	-	20
Colombia	526	-	(3)	-	-	-	523
Brasile	1.357	-	(150)	-	-	-	1.207
Centro America	26	-	1	-	-	-	27
Nord America Enel Green Power	68	-	-	-	-	-	68
Nord America Enel X	81	-	3	-	(40)	-	44
Asia Pacifico Enel X	84	-	-	-	-	-	84
Resto d'Europa Enel X[1]	43	-	-	(3)	-	-	40
Italia Mercato[2]	581	-	-	-	-	-	581
Italia Enel Green Power	21	-	-	-	-	-	21
Italia Enel Produzione	349	-	-	-	-	-	349
Totale	**13.042**	**-**	**(149)**	**(3)**	**(40)**	**-**	**12.850**

(1) Include Viva Labs.
(2) Include Enel Energia.

Nella tabella seguente si rappresenta l'allocazione dell'avviamento nella matrice relativa alle Linee di Business e alle Aree Geografiche. A tal riguardo, si evidenzia che le modifiche intervenute sulla rappresentazione dei settori operativi, descritte nella precedente nota 8, non hanno comportato modifiche con riferimento all'allocazione dell'avviamento ai fini dei test di impairment.

Matrice avviamento al 31.12.2024

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale
Italia Enel Green Power	-	21	-	-	-	21
Italia Mercato[1]	-	-	-	581	-	581
Italia Enel Produzione	-	349	-	-	-	349
Iberia Penisola	-	1.190	5.788	1.807	-	8.785
Argentina	-	1	19	-	-	20
Brasile	-	417	790	-	-	1.207
Cile	-	949	152	-	-	1.101
Colombia	-	300	223	-	-	523
Centro America	-	27	-	-	-	27
Nord America Enel Green Power	-	68	-	-	-	68
Nord America Enel X	-	-	-	44	-	44
Asia Pacifico Enel X	-	-	-	84	-	84
Resto d'Europa Enel X	-	-	-	40	-	40
Totale	**-**	**3.322**	**6.972**	**2.556**	**-**	**12.850**

(1) Include Enel Energia.

Matrice avviamento al 31.12.2023

Milioni di euro	Generazione Termoelettrica e Trading	Enel Green Power	Enel Grids	Mercati finali	Holding e Servizi	Totale
Italia Enel Green Power	-	21	-	-	-	21
Italia Mercato[1]	-	-	-	581	-	581
Italia Enel Produzione	-	349	-	-	-	349
Iberia Penisola	-	1.190	5.788	1.807	-	8.785
Argentina	-	1	19	-	-	20
Brasile	-	502	855	-	-	1.357
Cile	-	949	152	-	-	1.101
Colombia	-	303	223	-	-	526
Centro America	-	26	-	-	-	26
Nord America Enel Green Power	-	68	-	-	-	68
Nord America Enel X	-	-	-	81	-	81
Asia Pacifico Enel X	-	-	-	84	-	84
Resto d'Europa Enel X[2]	-	-	-	43	-	43
Totale	**-**	**3.409**	**7.037**	**2.596**	**-**	**13.042**

(1) Include Enel Energia.
(2) Include Viva Labs.

Il decremento dell'avviamento, pari a 192 milioni di euro, è attribuibile principalmente agli adeguamenti cambio negativi registrati in Brasile e alla riclassifica, tra le attività possedute per la vendita, delle attività di storage in Nord America.
La stima del valore recuperabile degli avviamenti iscritti in bilancio è stata effettuata determinando il valore d'uso delle CGU in esame mediante l'utilizzo di modelli discounted cash flow, che prevedono la stima dei flussi di cassa attesi e l'applicazione di un appropriato tasso di attualizzazione, determinato utilizzando input di mercato quali tassi risk-free, beta e market risk premium.

I flussi di cassa sono stati determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima, tenuto anche conto dei rischi specifici delle singole CGU, e desumibili:

- per il periodo esplicito dal Piano Industriale approvato dal Consiglio di Amministrazione della Capogruppo in data 18 novembre 2024, contenente le previsioni in ordine ai volumi, ai ricavi, ai costi operativi, agli investimenti, agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili macroeconomiche (inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio) e delle commodity. Si segnala che il periodo esplicito dei flussi di cassa preso in considerazione per l'impairment test è pari a tre anni;
- per gli anni successivi, tenendo in considerazione le ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili che determinano i flussi di cassa.

In particolare, il valore terminale è stimato in base alle specificità dei business relativi alle diverse CGU sottoposte alla procedura di impairment:

- perpetuità, in riferimento ai business di generazione con tecnologia Large Hydro (LH) e distribuzione, in cui licenze e concessioni presentano scadenze a lungo termine e/o il rinnovo può essere stimato con ragionevole certezza; e per i business Enel X ed Enel X Way, in quanto caratterizzati dallo sviluppo di know-how specifici sostenibili nel lungo termine;
- rendita annua, nel caso di CGU caratterizzata prevalentemente dal business retail, la cui vita utile residua è pertanto sostanzialmente correlata alla durata media dei rapporti con i clienti; e per i business di generazione termica convenzionale (Generation and Trading). È utilizzato, inoltre, in riferimento ai business da fonti rinnovabili (Enel Green Power) per tenere conto (i) del valore derivante dalla vita utile residua degli impianti e (ii) del valore residuo, nell'ipotesi di dismissione degli impianti, associato ai diritti di concessione, alla competitività dei siti produttivi (in termini di risorsa naturale) e alle interconnessioni di rete.

Il tasso di crescita nominale considerato (g-rate) è pari alla crescita di lungo periodo della domanda elettrica e/o dell'inflazione (in funzione del Paese di appartenenza e del business).
Per quanto concerne le assunzioni sugli andamenti dei prezzi delle commodity vengono utilizzati scenari coerenti con gli obiettivi di riduzione delle emissioni attualmente stabiliti.

In particolare, si considera al 2030 una crescita sostenuta del prezzo della CO_2, causata dalla progressiva riduzione dell'offerta di permessi a fronte di una crescente domanda, e una stabilizzazione dei prezzi del carbone, dovuta alla domanda in decrescita. Per quanto riguarda il gas, si ritiene che le tensioni sul prezzo si allenteranno nei prossimi anni alla luce di un riallineamento tra domanda e offerta a livello globale. Infine, si prevede una progressiva stabilizzazione del prezzo del petrolio, di cui stimiamo il picco di domanda intorno al 2030.
Si evidenzia inoltre che il Gruppo ha tenuto conto, attraverso analisi di sensitività, anche degli impatti derivanti dal cambiamento climatico nel lungo periodo; in particolare:

- considerando un tasso di crescita perpetua del flusso di cassa dopo il periodo esplicito, di lungo termine allineato alla variazione della domanda elettrica 2026-2050 in base alle specificità dei business interessati, tenendo in considerazione assunzioni relative all'aumento della temperatura dovuto al cambiamento climatico e ai trend legati alla transizione energetica;
- considerando variazioni della producibilità idroelettrica, eolica e fotovoltaica dei nostri asset in portafoglio, associate a ogni proiezione delle variabili climatiche sottostanti (ad esempio, temperatura, irradianza, velocità del vento e precipitazioni);
- il sostenimento dei costi accantonati per la dismissione degli impianti di generazione di elettricità da fonti fossili coerentemente con l'obiettivo di zero emissioni dirette (Scope 1) e indirette da attività retail (Scope 3).

Al fine di verificare la robustezza del valore d'uso delle CGU, sono state condotte analisi di sensitività sui principali driver di valore, in particolare WACC e tasso di crescita di lungo periodo.
Anche in tali circostanze sono stati rilevati risultati coerenti con le evidenze descritte in precedenza, non riscontrando criticità su tutte le CGU analizzate in merito alla recuperabilità dei valori contabili delle stesse nel Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2024.

Di seguito viene riportata la composizione del saldo dei principali avviamenti per Paese/regione cui la CGU appartiene, i tassi di sconto adottati e l'orizzonte temporale nel quale i flussi previsti vengono attualizzati.

Milioni di euro	Importo	Tasso di crescita[1]	Tasso di sconto WACC pre-tax[2]	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value[3]	Importo	Tasso di crescita[1]	Tasso di sconto WACC pre-tax[2]	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value[3]
	al 31.12.2024					al 31.12.2023				
Iberia Penisola	8.785	2,50%	7,27%	3 anni	Perpetuità/23 anni EGP/11 anni G&T/15 anni MKT	8.785	2,19%	8,23%	3 anni	Perpetuità/22 anni EGP/12 anni G&T/15 anni MKT
Cile	1.101	2,30%	9,14%	3 anni	Perpetuità/27 anni EGP/4 anni G&T	1.101	2,07%	9,57%	3 anni	Perpetuità/28 anni EGP/5 anni G&T
Argentina	20	20,41%	44,88%	3 anni	Perpetuità	20	17,57%	41,99%	3 anni	Perpetuità
Colombia	523	3,37%	11,92%	3 anni	Perpetuità/26 anni EGP/13 anni G&T	526	3,50%	14,25%	3 anni	Perpetuità/25 anni EGP/14 anni G&T
Brasile	1.207	3,36%	10,87%	3 anni	Perpetuità/23 anni EGP	1.357	3,86%	12,31%	3 anni	Perpetuità/24 anni EGP
Centro America	27	2,30%	10,88%	3 anni	16 anni	26	2,10%	10,92%	3 anni	17 anni
Nord America Enel Green Power	68	1,89%	7,79%	3 anni	23 anni	68	2,10%	8,27%	3 anni	24 anni
Nord America Enel X	44	2,30%	10,95%	3 anni	Perpetuità	81	2,10%	11,75%	3 anni	Perpetuità
Asia Pacifico Enel X	84	2,30%	12,18%	3 anni	Perpetuità	84	2,10%	13,27%	3 anni	Perpetuità
Resto d'Europa Enel X	40	1,76%	10,86%	3 anni	Perpetuità	43	2,10%	11,45%	3 anni	Perpetuità
Italia Enel Green Power	21	1,76%	7,86%	3 anni	Perpetuità/27 anni	21	2,10%	8,66%	3 anni	Perpetuità/26 anni
Italia Mercato	581	0,90%	10,54%	3 anni	15 anni	581	1,93%	11,31%	3 anni	15 anni
Italia Enel Produzione	349	1,61%	7,97%	3 anni	Perpetuità/14 anni	349	2,06%	9,07%	3 anni	Perpetuità/14 anni

(1) Tasso di crescita del flusso di cassa dopo il periodo esplicito espresso in valuation currency.
(2) Il WACC pre-tax calcolato con il metodo iterativo: il tasso di sconto che permette che il valore d'uso calcolato con i flussi pre-tax sia equivalente a quello calcolato con flussi post-tax scontati al WACC post-tax.
(3) Il valore del terminal value è stato stimato attraverso una rendita perpetua o una rendita attesa annua a rendimento crescente per gli anni indicati in colonna. (G&T = Generation and Trading, EGP = Enel Green Power, MKT = Mercati finali).

23. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite – *Euro 9.025 milioni ed euro 7.951 milioni*

Di seguito vengono dettagliati i movimenti delle "Attività per imposte anticipate" e delle "Passività per imposte differite" per tipologia di differenze temporali, determinati sulla base delle aliquote fiscali previste dai provvedimenti in vigore, nonché l'ammontare delle attività per imposte anticipate compensabili, ove consentito, con le passività per imposte differite.

Milioni di euro	al 31.12.2023	Incr./ (Decr.) con imputazione a Conto economico	Incr./ (Decr.) con imputazione a patrimonio netto	Differenze cambio	Altri movimenti	Riclassifica "Attività possedute per la vendita"	al 31.12.2024
Attività per imposte anticipate:							
- differenze di valore su immobilizzazioni materiali e immateriali	2.269	(73)	-	(2)	2	27	2.223
- accantonamenti per rischi e oneri e impairment con deducibilità fiscale differita	1.925	172	-	(101)	(3)	2	1.995
- perdite fiscalmente riportabili	746	256	-	(49)	(8)	-	945
- valutazione strumenti finanziari	1.322	(50)	(195)	2	(12)	2	1.069
- benefici al personale	863	(90)	(54)	(63)	7	-	663
- altre partite	2.093	(112)	(8)	(20)	177	-	2.130
Totale	**9.218**	**103**	**(257)**	**(233)**	**163**	**31**	**9.025**
Passività per imposte differite:							
- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	5.038	(210)	1	(154)	506	(2)	5.179
- valutazione strumenti finanziari	957	32	(505)	2	19	-	505
- altre partite	2.222	132	6	(80)	(13)	-	2.267
Totale	**8.217**	**(46)**	**(498)**	**(232)**	**512**	**(2)**	**7.951**
Attività per imposte anticipate non compensabili							**6.477**
Passività per imposte differite non compensabili							**3.748**
Passività per imposte differite nette compensabili							**1.655**

Le "Attività per imposte anticipate" iscritte in bilancio al 31 dicembre 2024, in quanto sussiste la ragionevole certezza della loro recuperabilità, sono pari a 9.025 milioni di euro (9.218 milioni di euro al 31 dicembre 2023).
Le imposte anticipate nel corso dell'anno si decrementano di 193 milioni di euro, sostanzialmente per effetto:

- del decremento della fiscalità anticipata legata all'andamento del fair value dei contratti derivati di cash flow hedge;
- dell'impatto delle differenze cambio in America Latina, in particolare in Brasile.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dagli adeguamenti iperinflattivi in Argentina.

Si fa presente che non sono state accertate imposte anticipate su perdite fiscali pregresse e dell'esercizio (2.095 milioni di euro) complessivamente pari a 616 milioni di euro, in quanto sulla base delle attuali stime sui futuri imponibili fiscali non si ritiene probabile la loro recuperabilità.

Le "Passività per imposte differite", pari a 7.951 milioni di euro al 31 dicembre 2024 (8.217 milioni di

euro al 31 dicembre 2023), accolgono essenzialmente la determinazione degli effetti fiscali sugli adeguamenti di valore delle attività acquisite in sede di allocazione definitiva del costo delle acquisizioni effettuate nei vari esercizi e la fiscalità differita sulle differenze tra gli ammortamenti calcolati in base alle aliquote fiscali, inclusi gli ammortamenti anticipati, e quelli determinati in base alla vita utile dei beni. Le imposte differite diminuiscono complessivamente di 266 milioni di euro, in particolare per effetto:

- del decremento della fiscalità differita legata all'andamento del fair value dei contratti derivati di cash flow hedge;
- dell'impatto delle differenze cambio in America Latina, in particolare in Brasile.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dagli adeguamenti iperinflattivi in Argentina.

24. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – *Euro 1.456 milioni*

Nella seguente tabella è esposta la movimentazione delle principali partecipazioni in imprese a controllo congiunto e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

Milioni di euro	al 31.12.2023	Quota %	Impatto a Conto economico	Variaz. perimetro	Dividendi	Riclassifica da/ ad "Attività possedute per la vendita"	Impairment	Altri movimenti	al 31.12.2024	Quota %
Società a controllo congiunto										
Gridspertise Srl	306	50,0%	6	-	-	-	-	1	313	50,0%
Mooney Group SpA	185	50,0%	(32)	-	-	-	-	50	203	50,0%
Slovak Power Holding	189	50,0%	8	-	-	-	(197)	-	-	-
Enel Green Power Australia	148	50,0%	(16)	-	-	-	-	10	142	50,0%
Enel Green Power Hellas	245	50,0%	(4)	-	-	-	-	4	245	50,0%
Società progetto Matimba	75	50,0%	(2)	8	-	-	-	(15)	66	50,0%
Ewiva Srl	39	50,0%	(4)	-	-	-	-	1	36	50,0%
Drift Sand Wind Project	45	50,0%	5	-	-	-	-	16	66	50,0%
Front Marítim del Besòs	30	61,4%	-	-	-	-	-	-	30	61,4%
Elecgas SA	21	50,0%	5	-	-	-	-	2	28	50,0%
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	5	43,8%	-	-	-	-	-	1	6	43,8%
Suministradora Eléctrica de Cádiz	8	33,5%	1	-	(2)	-	-	1	8	33,5%
Energie Electrique de Tahaddart	8	32,0%	2	-	-	-	-	1	11	32,0%
PowerCrop	8	50,0%	(1)	-	-	-	-	(2)	5	50,0%
Totale società a controllo congiunto	**1.312**		**(32)**	**8**	**(2)**	**-**	**(197)**	**70**	**1.159**	

Milioni di euro	al 31.12.2023	Quota %	Impatto a Conto economico	Variaz. perimetro	Dividendi	Riclassifica da/ ad "Attività possedute per la vendita"	Impairment	Altri movimenti	al 31.12.2024	Quota %
Società collegate										
CESI	56	42,7%	2	-	-	-	-	-	58	42,7%
GNL Chile SA	20	33,3%	9	-	-	-	-	2	31	33,3%
Energías Especiales del Bierzo	10	50,0%	-	-	(1)	-	-	-	9	50,0%
Gorona del Viento El Hierro SA	7	23,2%	(1)	-	-	-	-	-	6	23,2%
Compañía Eólica Tierras Altas	7	37,5%	3	-	(2)	-	-	(1)	7	37,5%
Sociedad Eólica El Puntal	5	50,0%	3	-	(1)	-	-	(2)	5	50,0%
Renovables Brovales 400 kV	5	64,2%	-	-	-	-	-	2	7	64,2%
Cogenio Iberia	6	20,0%	-	-	-	-	-	(1)	5	20,0%
Cogenio Srl	8	20,0%	-	-	-	-	-	8	16	20,0%
Avikiran Solar India	27	51,0%	(1)	-	-	(26)	-	-	-	-
Avikiran Surya India	24	51,0%	(2)	-	-	(23)	-	1	-	-
EGPNA Renewable Energy Partners	64	10,0%	3	-	-	-	-	(2)	65	10,0%
Rocky Caney Holding	20	10,0%	2	-	-	-	-	(4)	18	10,0%
Totale società collegate	**259**		**18**	**-**	**(4)**	**(49)**	**-**	**3**	**227**	
Altre minori valutate con il metodo del patrimonio netto	**79**		**1**	**3**	**(4)**	**(10)**	**-**	**1**	**70**	
TOTALE	**1.650**		**(13)**	**11**	**(10)**	**(59)**	**(197)**	**74**	**1.456**	

La riduzione del valore delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto, nel 2024, è riconducibile prevalentemente:

- alla sottoscrizione dell'accordo tra la controllata Enel Produzione ed Energetický a průmyslový holding (EPH) tramite il quale quest'ultima, come previsto dalla early call option, acquisterà, entro la prima metà del 2025, il rimanente 50% del capitale sociale in Slovak Power Holding BV (SPH), detenuto da Enel Produzione. Tale accordo ha comportato la riclassifica della partecipazione ad "Attività classificate come possedute per la vendita" e il suo adeguamento contabile a zero in quanto il corrispettivo complessivo fissato per la vendita del 100% della partecipazione, pari a 150 milioni di euro, è stato già versato da EPH a Enel Produzione in occasione del perfezionamento della prima fase dell'operazione;
- la riclassifica delle partecipazioni detenute in Avikiran Solar India e Avikiran Surya India rispettivamente per 26 milioni di euro e 23 milioni di euro ad "Attività classificate come possedute per la vendita" in seguito all'avvio della definizione dell'accordo per la cessione di Enel Green Power India che detiene tali partecipazioni;
- la rilevazione della quota negativa delle OCI di pertinenza del Gruppo, riferibile soprattutto all'andamento del fair value dei derivati di cash flow hedge prevalentemente di Enel Green Power Australia e delle società del progetto Matimba.

Tali effetti negativi sono stati parzialmente compensati all'aumento di capitale di Mooney (50 milioni di euro) e di Enel Green Power Australia (33 milioni di euro).

Le seguenti tabelle illustrano le informazioni finanziarie delle principali società a controllo congiunto e collegate per il Gruppo, non classificate come possedute per la vendita secondo quanto previsto dall'IFRS 5.

Milioni di euro	Attività non correnti		Attività correnti		Totale attivo		Passività non correnti		Passività correnti		Totale passivo		Patrimonio netto	
	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Società a controllo congiunto														
Gridspertise Srl	248	171	141	146	389	317	82	49	155	171	237	220	152	97
Mooney Group SpA	913	894	388	487	1.301	1.381	1.087	1.134	579	649	1.666	1.783	(365)	(402)
Enel Green Power Australia	532	428	79	73	611	501	401	315	39	21	440	336	171	165
Enel Green Power Hellas	656	687	112	109	768	796	640	672	109	166	749	838	19	(42)
Società progetto Matimba	2.209	1.583	388	320	2.597	1.903	2.305	1.599	128	113	2.433	1.712	164	191
Ewiva Srl	40	40	32	39	72	79	-	-	-	-	-	-	72	79
Società collegate														
CESI	179	179	95	13	274	192	19	20	154	73	173	93	101	99

Milioni di euro	Totale ricavi		Risultato prima delle imposte		Risultato netto delle continuing operation	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Società a controllo congiunto						
Gridspertise Srl	410	445	15	25	12	17
Mooney Group SpA	410	435	(63)	(70)	(63)	(70)
Enel Green Power Australia	70	37	(26)	(28)	(27)	(28)
Enel Green Power Hellas	142	127	55	25	49	17
Società progetto Matimba	133	148	(23)	(8)	(14)	(2)
Ewiva Srl	-	-	(8)	(6)	(8)	(6)
Società collegate						
CESI	181	164	3	(5)	2	(5)

25. Derivati

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Contratti derivati attivi	2.003	2.383	3.512	6.407
Contratti derivati passivi	2.915	3.373	3.584	6.461

Con riferimento ai contratti derivati qualificati come strumenti di copertura e valutati al FVTPL, si rimanda a quanto commentato nella nota 49 "Derivati ed hedge accounting".

26. Attività/(Passività) non correnti/correnti derivanti da contratti con i clienti

	Non corrente		Corrente	
Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Attività derivanti da contratti con i clienti	523	444	193	212
Passività derivanti da contratti con i clienti	5.682	5.743	2.448	2.126

Le attività non correnti derivanti da contratti con i clienti si riferiscono principalmente agli accordi per servizi pubblici in concessione "public-to-private" rilevati secondo quanto previsto dall'IFRIC 12 (483 milioni di euro). Tale casistica ricorre nei casi in cui il concessionario non abbia ancora maturato pienamente il diritto a farsi riconoscere tali attività dal concedente.
Le attività correnti derivanti da contratti con i clienti accolgono principalmente le attività per lavori e servizi in corso su ordinazione (136 milioni di euro) relative a commesse per lavori ancora da fatturare il cui corrispettivo è subordinato all'adempimento di una prestazione contrattuale.
Il valore al 31 dicembre 2024 delle passività non correnti derivanti da contratti con i clienti è da attribuire principalmente al segmento "Grids", in Spagna (2.872 milioni di euro) e in Italia (2.810 milioni di euro) con riferimento ai ricavi legati agli allacci di nuovi utenti.
Le passività correnti derivanti da contratti con i clienti accolgono principalmente le passività relative ai ricavi da servizi di connessione alla rete elettrica con scadenza entro i 12 mesi per 1.797 milioni di euro rilevate soprattutto in Italia e Spagna, nonché le passività per lavori in corso su ordinazione per 520 milioni di euro.
Come richiesto dall'IFRS 15 si riporta di seguito la ripartizione per classe temporale dei riversamenti a Conto economico delle passività derivanti da contratti con i clienti.

Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Entro 1 anno	2.448	2.126
Entro 2 anni	769	568
Entro 3 anni	534	567
Entro 4 anni	532	565
Entro 5 anni	530	564
Oltre 5 anni	3.317	3.479
Totale	**8.130**	**7.869**

27. Altre attività finanziarie non correnti – *Euro 7.607 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023	2024-2023	
Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value	595	346	249	72,0%
Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto (vedi nota 27.1)	2.676	3.837	(1.161)	-30,3%
Accordi per servizi in concessione	4.192	4.391	(199)	-4,5%
Crediti finanziari relativi a Joint Development Agreements (JDA)	107	133	(26)	-19,5%
Risconti attivi finanziari non correnti	37	43	(6)	-14,0%
Totale	**7.607**	**8.750**	**(1.143)**	**-13,1%**

La riduzione delle "Altre attività finanziarie non correnti" è riferita prevalentemente:
- al decremento della voce "Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto", come specificato nella successiva nota 27.1;
- alla diminuzione delle attività finanziarie relative agli accordi per servizi in concessione, soprattutto nelle società brasiliane a causa delle variazioni negative di cambio;
- alla riduzione dei crediti finanziari derivanti da accordi di sviluppo congiunto (JDA); tali crediti si riferiscono ai corrispettivi versati, essenzialmente da società italiane del Gruppo di generazione rinnovabile, a sviluppatori per progetti di generazione rinnovabile.

Tali effetti negativi sono stati parzialmente compensati dall'incremento delle partecipazioni in altre imprese dovuto principalmente:
- alla rilevazione della quota di partecipazione del 10%

in Duereti, per un valore pari a 137 milioni di euro, a seguito della cessione, tramite la controllata e-distribuzione, del 90% della quota di partecipazione nella società ad A2A;
- alla rivalutazione della partecipazione detenuta da Enel X International in Zacapa Topco Sàrl per un importo di 90 milioni di euro.

Di seguito il dettaglio della voce "Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value".

Milioni di euro	al 31.12.2024	Quota %	al 31.12.2023	Quota %	2024-2023
Zacapa Topco Sàrl	377	19,5%	287	19,5%	90
Duereti	137	10,0%	-	-	137
European Energy Exchange AG	42	2,4%	22	2,4%	20
Hubject GmbH	8	12,5%	11	12,5%	(3)
Empresa Propietaria de la Red SA	9	11,1%	8	11,1%	1
Termoeléctrica José de San Martín SA	5	3,0%	3	5,6%	2
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	5	3,4%	2	6,2%	3
Altre	12		13		(1)
Totale	**595**		**346**		**249**

27.1 Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto – *Euro 2.676 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023	2024-2023	
Titoli	575	505	70	13,9%
Crediti finanziari diversi	2.101	3.332	(1.231)	-36,9%
Totale	**2.676**	**3.837**	**(1.161)**	**-30,3%**

I titoli sono valutati prevalentemente al FVOCI e rappresentano essenzialmente gli strumenti finanziari nei quali Enel Reinsurance investe parte della sua liquidità.

Il decremento dei "Crediti finanziari diversi" è riconducibile principalmente alla riduzione dei crediti finanziari a medio e lungo termine (per 1.278 milioni di euro), dovuta essenzialmente:
- alla riclassifica dei crediti finanziari di Enel Produzione verso Slovenské elektrárne (per 289 milioni di euro) e di Enel Finance International verso SPH (per 769 milioni di euro) alla voce "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine" in seguito all'accordo stipulato tra Enel Produzione ed EPH che disciplina l'esercizio da parte di quest'ultima della early call option sulla partecipazione residua in SPH, detenuta da Enel Produzione, e prevede che siano rimborsati, al più tardi al momento del closing dell'operazione, previsto nella prima metà del 2025, i finanziamenti erogati dalle società del Gruppo a favore di Slovenské elektrárne e gli interessi maturati e non ancora pagati alla data di effettivo rimborso;
- all'adeguamento contabile a zero del credito finanziario di Enel Produzione verso EPH relativo alla cessione della prima tranche del capitale sociale di SPH a favore EPH nel 2016 (pari a 39 milioni di euro al 31 dicembre 2023), in quanto il corrispettivo per la cessione del 100% della partecipazione, fissato dall'accordo con EPH di cui sopra, pari a 150 milioni di euro, è stato già incassato.

Tale effetto è stato parzialmente compensato dall'incremento dei crediti finanziari per deficit del sistema elettrico spagnolo (per 105 milioni di euro).

28. Altre attività finanziarie correnti – *Euro 4.854 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023	2024-2023	
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto (vedi nota 28.1)	4.668	4.148	520	12,5%
Altre	186	181	5	2,8%
Totale	**4.854**	**4.329**	**525**	**12,1%**

L'incremento delle "Altre attività finanziarie correnti" si riferisce essenzialmente all'aumento della voce "Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto", come dettagliato nella successiva nota 28.1; la voce "Altre" accoglie prevalentemente i ratei finanziari attivi e le quote correnti dei crediti finanziari JDA e degli accordi per servizi in concessione.

28.1 Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto – *Euro 4.668 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023	2024-2023	
Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine	2.174	1.007	1.167	-
Titoli	138	81	57	70,4%
Cash collateral e altri crediti finanziari per operatività su derivati	1.982	2.899	(917)	-31,6%
Altre	374	161	213	-
Totale	**4.668**	**4.148**	**520**	**12,5%**

La variazione della voce è principalmente riconducibile all'incremento della quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine (per 1.167 milioni di euro) ascrivibile prevalentemente alla riclassifica dei crediti finanziari di Enel Produzione verso Slovenské elektrárne (per 289 milioni di euro) e di Enel Finance International verso SPH (per 769 milioni di euro) in seguito all'accordo stipulato tra Enel Produzione ed EPH commentato precedentemente nella nota 27.1.
Tale effetto è stato parzialmente compensato dai minori cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti derivati.

29. Altre attività non correnti – *Euro 1.937 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023	2024-2023	
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	391	331	60	18,1%
Attività netta programmi del personale	72	42	30	71,4%
Crediti tributari >12 mesi	1.114	1.487	(373)	-25,1%
Depositi cauzionali attivi di natura operativa >12 mesi	282	306	(24)	-7,8%
Altri crediti	78	83	(5)	-6,0%
Totale	**1.937**	**2.249**	**(312)**	**-13,9%**

I "Crediti verso operatori istituzionali di mercato" aumentano di 60 milioni di euro rispetto al precedente esercizio, relativamente all'attività di distribuzione in Spagna.
La voce "Crediti tributari >12 mesi" si decrementa per 373 milioni di euro, principalmente per l'effetto cambi in America Latina (158 milioni di euro), per la riduzione dei crediti in Italia (116 milioni di euro), prevalentemente relativi all'"Ecosismabonus", e per 94 milioni di euro in Cile, principalmente per una riclassifica dovuta alla recuperabilità a breve termine di crediti di imposta.

30. Altre attività correnti – *Euro 3.891 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023	2024-2023	
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	904	1.161	(257)	-22,1%
Anticipi a fornitori	356	311	45	14,5%
Crediti verso il personale	22	28	(6)	-21,4%
Contributi non monetari da ricevere per certificati ambientali[1]	10	24	(14)	-58,3%
Crediti verso altri	1.056	1.068	(12)	-1,1%
Crediti tributari diversi	1.272	1.311	(39)	-3,0%
Ratei e risconti attivi correnti	271	196	75	38,3%
Totale	**3.891**	**4.099**	**(208)**	**-5,1%**

(1) Relativamente alla voce "Contributi non monetari da ricevere per certificati ambientali", si rimanda a quanto commentato nella nota 56 "Programmi ambientali".

Le altre attività correnti si riducono principalmente per la diminuzione dei "Crediti verso operatori istituzionali di mercato". Tale riduzione è riconducibile soprattutto all'Italia a seguito dei minori crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) vantati principalmente da e-distribuzione e da Servizio Elettrico Nazionale.

31. Rimanenze – *Euro 3.643 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023	2024-2023	
Materie prime, sussidiarie e di consumo:				
- combustibili	1.335	1.598	(263)	-16,5%
- materiali, apparecchi e altre giacenze	2.013	2.000	13	0,7%
Totale	**3.348**	**3.598**	**(250)**	**-6,9%**
Certificati ambientali:				
- CO_2 emissioni inquinanti	57	514	(457)	-88,9%
- garanzie di origine	72	39	33	84,6%
- certificati di efficienza energetica	4	-	4	-
- altri certificati ambientali	6	6	-	-
Totale	**139**	**559**	**(420)**	**-75,1%**
Immobili destinati alla vendita	43	45	(2)	-4,4%
Acconti	113	88	25	28,4%
TOTALE	**3.643**	**4.290**	**(647)**	**-15,1%**

Le rimanenze di materie prime, sussidiarie e di consumo sono costituite da materiali e apparecchi destinati alle attività di funzionamento, manutenzione e costruzione di impianti di generazione e reti di distribuzione nonché dalle giacenze di combustibili destinati a soddisfare le esigenze delle società di generazione e l'attività di trading.

Nel corso dell'esercizio il decremento complessivo delle rimanenze, pari a 647 milioni di euro, è da ricondurre principalmente alle minori giacenze di combustibili registrate in Italia e alla riduzione dei certificati ambientali per quote dei diritti di emissione di CO_2 registrata in Italia utilizzate principalmente per gli oneri di compliance di competenza del periodo.

32. Crediti commerciali – *Euro 15.941 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023	2024-2023	
Clienti:				
- vendita e trasporto di energia elettrica	10.263	11.133	(870)	-7,8%
- distribuzione e vendita di gas	1.491	2.811	(1.320)	-47,0%
- altre attività	4.008	3.646	362	9,9%
Totale crediti verso clienti	**15.762**	**17.590**	**(1.828)**	**-10,4%**
Crediti commerciali verso società collegate e a controllo congiunto	179	183	(4)	-2,2%
TOTALE	**15.941**	**17.773**	**(1.832)**	**-10,3%**

I crediti verso clienti sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione, che a fine esercizio è pari a 3.763 milioni di euro, a fronte di un saldo di 3.775 milioni di euro registrato alla fine del periodo precedente.
Nello specifico il decremento dell'esercizio, complessivamente pari a 1.832 milioni di euro, è imputabile ai minori crediti per la vendita e il trasporto dell'energia elettrica e ai minori crediti per vendita e trasporto del gas rilevati nel corso dell'esercizio. La variazione è principalmente registrata in Italia (1.424 milioni di euro), in Spagna (576 milioni di euro) e in Brasile (348 milioni di euro), parzialmente compensata dagli incrementi registrati in Cile (204 milioni di euro) e Argentina (169 milioni di euro).
Per maggiori dettagli sui crediti commerciali si rimanda alla nota 46 "Strumenti finanziari per categoria".

33. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti – *Euro 8.051 milioni*

Le disponibilità liquide, dettagliate nella tabella successiva, sono aumentate complessivamente per 1.250 milioni di euro principalmente in Cile e in Italia e parzialmente compensate dal decremento registrato in Spagna.

Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023	2024-2023	
Depositi bancari e postali	4.762	4.664	98	2,1%
Denaro e valori in cassa	33	23	10	43,5%
Altri investimenti di liquidità	3.256	2.114	1.142	54,0%
Totale	**8.051**	**6.801**	**1.250**	**18,4%**

34. Attività e passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita – *Euro 415 milioni ed euro 150 milioni*

La movimentazione delle attività possedute per la vendita nell'esercizio 2024 è di seguito dettagliata.

Milioni di euro	al 31.12.2023	Riclassifica ad attività correnti e non	Riclassifica da attività correnti e non	Dismissioni e variaz. perimetro di consolid.	(Impairment)/ Ripristini	Diff. cambi	Investimenti	Altri movimenti	al 31.12.2024
Immobili, impianti e macchinari	3.708	(694)	599	(3.462)	(60)	–	189	(50)	230
Investimenti immobiliari	–	–	37	–	–	–	–	–	37
Attività immateriali	715	(6)	8	(695)	–	(7)	–	(8)	7
Avviamento	572	–	40	(543)	(40)	(4)	–	–	25
Attività per imposte anticipate	196	(44)	13	(158)	–	–	–	(7)	–
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1	–	59	(11)	–	1	–	–	50
Crediti finanziari non correnti e titoli	–	–	8	(7)	–	–	–	–	1
Altre attività non correnti	35	–	1	(31)	–	1	–	1	7
Rimanenze	127	(47)	10	(121)	(1)	–	–	47	15
Crediti commerciali	210	(2)	7	(255)	(1)	(1)	–	50	8
Crediti per imposte sul reddito	39	(8)	1	(66)	–	1	–	42	9
Crediti finanziari correnti e titoli	1	(1)	7	(1)	–	–	–	1	7
Altre attività correnti	54	(10)	2	(25)	–	–	–	(8)	13
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	261	(38)	7	(119)	–	2	–	(107)	6
Totale	**5.919**	**(850)**	**799**	**(5.494)**	**(102)**	**(7)**	**189**	**(39)**	**415**

Le passività, invece, si movimentano nell'esercizio 2024 nel seguente modo.

Milioni di euro	al 31.12.2023	Riclassifica a passività correnti e non	Riclassifica da passività correnti e non	Dismissioni e variaz. perimetro di consolid.	Diff. cambi	Altri movimenti	al 31.12.2024
Finanziamenti a lungo termine	730	(215)	19	(469)	2	(58)	9
TFR e altri benefici definiti relativi al personale	5	–	1	(6)	–	–	–
Fondi rischi e oneri quota non corrente	36	(10)	7	(31)	1	4	7
Passività per imposte differite	505	–	2	(492)	–	13	28
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	–	–	2	(2)	–	–	–
Altre passività finanziarie non correnti	10	(6)	–	–	–	(4)	–
Altre passività non correnti	54	(34)	4	(20)	–	(4)	–
Finanziamenti a breve termine	276	–	–	(349)	2	134	63
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	145	–	4	(143)	(2)	(1)	3
Fondi rischi e oneri quota corrente	9	–	4	(14)	(1)	2	–
Debiti commerciali	337	(57)	8	(171)	(1)	(104)	12
Debiti per imposte sul reddito	56	–	–	(72)	1	22	7
Altre passività finanziarie correnti	9	(1)	–	(10)	–	2	–
Altre passività correnti	144	(9)	50	(162)	(1)	(1)	21
Totale	**2.316**	**(332)**	**101**	**(1.941)**	**1**	**5**	**150**

La voce in esame include sostanzialmente le attività valutate sulla base del minore tra il costo, inteso come valore netto contabile, e il presumibile valore di realizzo, che in ragione delle decisioni assunte dal management rispondono ai requisiti previsti dall'"IFRS 5 - Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate" per la loro classificazione in tale voce.

I saldi delle attività possedute per la vendita e le relative passività associate al 31 dicembre 2024 ammontano rispettivamente a 415 milioni di euro e 150 milioni di euro e fanno riferimento principalmente:

- India: è stato siglato il contratto di vendita della società Enel Green Power India che detiene una capacità installata netta di circa 640 MW costituita da progetti solari ed eolici, con una pipeline di progetti di circa 2,5 GW in vari stati del Paese;
- Spagna: si fa riferimento a un terreno adiacente all'ex sede di Gas y Electricidad Generación SAU, situato a Palma di Maiorca, per il quale in data 30 dicembre 2024 Edistribución Redes Digitales SLU ha siglato l'accordo di vendita;
- Colombia: si fa riferimento al parco eolico in costruzione di Windpeshi che, sulla base delle negoziazioni in essere, soddisfa i requisiti previsti dall'IFRS 5;
- Perù: si tratta della società Enel Generación Piura.

Si precisa che anche la società Slovenské elektrárne, soddisfacendo i requisiti previsti dall'IFRS 5 sulla base all'accordo stipulato tra Enel Produzione SpA ed EPH relativo all'esercizio della early call option da parte di quest'ultima, è stata riclassificata tra le attività disponibili per la vendita; in seguito, alla riclassifica la partecipazione è stata completamente svalutata.

Nel corso del 2024 sono state realizzate alcune cessioni di società precedentemente classificate come disponibili per la vendita; in particolare:

- nel corso del primo semestre 2024 si è perfezionata la cessione, negli Stati Uniti, delle attività riferite a un portafoglio di asset rinnovabili da circa 150 MW di impianti geotermici e solari in esercizio;
- nel corso del primo semestre 2024 si è perfezionata la cessione, in Perù, della totalità delle partecipazioni detenute nelle società Enel Generación Perú SAA e Compañía Energética Veracruz SAC che possedevano gli asset di generazione elettrica; e la cessione, sempre in Perù, della totalità delle partecipazioni detenute nella società Enel Distribución Perú SAA e nella società Enel X Perú SAC che svolgevano attività di distribuzione e fornitura di energia elettrica e di servizi energetici avanzati.

Per maggiori approfondimenti relativi agli effetti economici delle operazioni di cessione sopra riportate si rimanda al paragrafo "Principali acquisizioni e cessioni dell'esercizio".
Si precisa, inoltre, che a partire da giugno 2024 le attività nette relative a 3SUN non sono più classificate come possedute per la vendita e sono state riclassificate tra le attività e le passività "held-for-use", in quanto, non ricorrendo più le condizioni che avevano determinato la precedente classificazione ai sensi dell'IFRS 5, il management non ha più considerato la cessione altamente probabile.

35. Patrimonio netto totale – *Euro 49.171 milioni*

35.1 Patrimonio netto del Gruppo – *Euro 33.731 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023	2024-2023
Capitale sociale	**10.167**	**10.167**	**-**
Riserva azioni proprie	**(78)**	**(59)**	**(19)**
Altre riserve	**5.651**	**6.551**	**(900)**
Riserva da sovrapprezzo azioni	7.496	7.496	-
Riserva per strumenti di capitale - obbligazioni ibride perpetue	7.145	6.553	592
Riserva legale	2.034	2.034	-
Altre riserve	2.363	2.341	22
Riserva conversione bilanci in valuta estera	(6.352)	(5.289)	(1.063)
Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge	(2.228)	(1.393)	(835)
Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging	182	(38)	220
Riserve da valutazione strumenti finanziari FVOCI	132	10	122
Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(404)	(375)	(29)
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti	(1.092)	(1.185)	93
Riserva per cessioni quote azionarie senza perdita di controllo	(2.405)	(2.390)	(15)
Riserva da acquisizioni su non-controlling interest	(1.220)	(1.213)	(7)
Utili e perdite accumulati	**17.991**	**15.096**	**2.895**
Patrimonio netto del Gruppo	**33.731**	**31.755**	**1.976**

Capitale sociale – *Euro 10.167 milioni*

Al 31 dicembre 2024 il capitale sociale di Enel SpA, interamente sottoscritto e versato, risulta pari a 10.166.679.946 euro, rappresentato da altrettante azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna. L'indicato importo del capitale di Enel SpA risulta quindi invariato rispetto a quello registrato al 31 dicembre 2023.

Al 31 dicembre 2024, in base alle risultanze del libro dei Soci e tenuto conto delle comunicazioni inviate alla CONSOB e pervenute alla Società ai sensi dell'art. 120 del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58, nonché delle altre informazioni a disposizione, gli azionisti in possesso di una partecipazione superiore al 3% del capitale della Società risultavano il Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 23,585% del capitale sociale) e BlackRock Inc. (con il 5,023% del capitale sociale, posseduto a titolo di gestione del risparmio).

Riserva azioni proprie – *Euro (78) milioni*

Alla data del 31 dicembre 2024, le azioni proprie sono rappresentate da n. 12.079.670 azioni ordinarie di Enel SpA del valore nominale di 1 euro (n. 9.262.330 al 31 dicembre 2023), acquistate tramite un intermediario abilitato per un valore complessivo di 78 milioni di euro.

Altre riserve – *Euro 5.651 milioni*

Riserva da sovrapprezzo azioni – *Euro 7.496 milioni*

La riserva sovrapprezzo azioni ai sensi dell'art. 2431 del codice civile accoglie, nel caso di emissione di azioni sopra la pari, l'eccedenza del prezzo di emissione delle azioni rispetto al loro valore nominale, ivi comprese quelle derivate dalla conversione di obbligazioni. Tale riserva, che ha natura di riserva di capitale, non può essere distribuita fino a che la riserva legale non abbia raggiunto il limite stabilito dall'art. 2430 del codice civile.

Riserva per strumenti di capitale – obbligazioni ibride perpetue – *Euro 7.145 milioni*

Tale riserva accoglie il valore nominale, al netto dei costi di transazione, dei prestiti obbligazionari non convertibili subordinati ibridi perpetui denominati in euro destinati a investitori istituzionali.

La variazione della riserva per 592 milioni di euro è conseguente all'emissione di un nuovo prestito per circa 889 milioni di euro, al netto di costi di transazione, in parte compensata dal riacquisto e successiva cancellazione di precedenti prestiti obbligazionari per circa 297 milioni di euro, inclusi costi di transazione.

Nel corso del 2024 il Gruppo ha pagato coupon a titolari di obbligazioni ibride perpetue per 246 milioni di euro.

Riserva legale – *Euro 2.034 milioni*

La riserva legale rappresenta la parte di utili che secondo quanto disposto dall'art. 2430 del codice civile non può essere distribuita a titolo di dividendo.

Altre riserve – *Euro 2.363 milioni*

Includono 2.215 milioni di euro riferiti alla quota residua delle rettifiche di valore effettuate in sede di trasformazione di Enel da ente pubblico a società per azioni.

In caso di distribuzione i relativi ammontari non costituiscono distribuzione di utile ai sensi dell'art. 47 del TUIR.

Riserva conversione bilanci in valuta estera – *Euro (6.352) milioni*

La variazione negativa dell'esercizio, pari a 1.063 milioni di euro, è dovuta principalmente al deprezzamento netto delle valute funzionali utilizzate dalle controllate estere, soprattutto in America Latina, rispetto all'euro (valuta di presentazione della Capogruppo) e alla variazione di perimetro conseguente alla cessione delle società di generazione e distribuzione in Perù.

Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge – *Euro (2.228) milioni*

Includono gli oneri netti rilevati direttamente a patrimonio netto per effetto di valutazioni su derivati di copertura (cash flow hedge). La variazione dell'esercizio è riconducibile principalmente al rilascio da parte di Enel Finance International delle riserve al fine di mitigare l'impatto a Conto economico dell'adeguamento al cambio di fine periodo dei finanziamenti in valuta.

Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging – *Euro 182 milioni*

Tali riserve accolgono, in applicazione dell'IFRS 9, la variazione di fair value dei currency basis point e dei punti forward. La variazione dell'esercizio è riconducibile principalmente all'incremento del fair value dei derivati di copertura su cambio di Enel Finance International.

Riserve da valutazione strumenti finanziari FVOCI – *Euro 132 milioni*

Includono gli oneri netti non realizzati relativi a valutazioni al fair value di attività finanziarie. La variazione dell'esercizio è relativa principalmente alla rivalutazione della partecipazione detenuta da Enel X International in Zacapa Topco Sàrl.

Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – *Euro (404) milioni*

Tale riserva accoglie la quota di risultato complessivo da rilevare direttamente a patrimonio netto, riferibile alle società valutate con il metodo del patrimonio netto. La variazione del 2024 è da attribuire prevalentemente alla variazione della riserva da valutazione strumenti di cash flow hedge in Australia.

Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti – *Euro (1.092) milioni*

Tale riserva accoglie la rilevazione degli utili e perdite attuariali in contropartita delle passività per benefici ai dipendenti, al netto del relativo effetto fiscale.

Riserva per cessioni di quote azionarie senza perdita di controllo – *Euro (2.405) milioni*

Tale riserva accoglie principalmente:

- la plusvalenza realizzata a seguito dell'Offerta Pubblica di Vendita delle azioni di Enel Green Power, al netto degli oneri connessi a tale cessione e del relativo effetto fiscale;
- la cessione di quote di minoranza rilevata per effetto dell'aumento di capitale sociale di Enersis (ora Enel Américas ed Enel Chile);
- la minusvalenza, al netto degli oneri connessi a tale cessione e del relativo effetto fiscale, registrata per effetto della vendita del 21,92% di Endesa attraverso Offerta Pubblica di Vendita;
- la cessione a terzi di quote di minoranza di Enel Green Power North America Renewable Energy Partners;
- gli effetti della fusione in Enel Américas di Endesa Américas e Chilectra Américas;
- gli effetti della cessione del 49% della partecipazione detenuta da Enel Green Power Canada nelle società Pincher Creek LP e Riverview LP;
- gli effetti della cessione del 49% di Enel Libra Flexsys Srl, società operante nello stoccaggio di energia a batteria (Battery Energy Storage Systems, BESS) e proprietaria di taluni impianti a gas a ciclo aperto (Open Cycle Gas Turbines, OCGT);
- gli effetti della cessione da parte di Endesa del 49,99% della partecipazione detenuta in Enel Green Power España Solar 1 SLU.

Riserva da acquisizioni su non-controlling interest – *Euro (1.220) milioni*

Tale riserva accoglie principalmente l'eccedenza dei prezzi di acquisizione rispetto ai patrimoni netti contabili acquisiti a seguito dell'acquisto da terzi di ulteriori interessenze in imprese già controllate in America Latina.

Utili e perdite accumulati – *Euro 17.991 milioni*

Tale riserva accoglie gli utili di esercizi precedenti non distribuiti né accantonati in altre riserve.

Nella tabella seguente viene rappresentata la movimentazione degli utili e delle perdite rilevati negli Other Comprehensive Income, comprensiva delle quote di terzi con evidenza per singola voce del relativo effetto fiscale.

	al 31.12.2023			Variazioni						al 31.12.2024		
Milioni di euro	**Totale**	***Di cui Gruppo***	***Di cui terzi***	**Utili/(Perdite) rilevati a patrimonio netto nell'esercizio**	**Rilasciate a Conto economico**	**Imposte**	**Totale**	***Di cui Gruppo***	***Di cui terzi***	**Totale**	***Di cui Gruppo***	***Di cui terzi***
Riserva conversione bilanci in valuta estera	**(11.404)**	*(5.839)*	*(5.565)*	(1.853)	-	-	**(1.853)**	*(1.297)*	*(556)*	**(13.257)**	*(7.136)*	*(6.121)*
Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge	**(1.945)**	*(1.462)*	*(483)*	(804)	(33)	209	**(628)**	*(850)*	*222*	**(2.573)**	*(2.312)*	*(261)*
Riserve da valutazione strumenti finanziari costi di hedging	**(62)**	*(48)*	*(14)*	296	(1)	(70)	**225**	*226*	*(1)*	**163**	*178*	*(15)*
Riserve da valutazione strumenti finanziari FVOCI	**(22)**	*(17)*	*(5)*	18	(2)	(2)	**14**	*14*	-	**(8)**	*(3)*	*(5)*
Quota OCI di società collegate valutate a equity	**(488)**	*(504)*	*16*	(41)	-	6	**(35)**	*(35)*	-	**(523)**	*(539)*	*16*
Riserve da valutazione di partecipazioni in altre imprese	**(16)**	*(16)*	-	109	-	-	**109**	*108*	*1*	**93**	*92*	*1*
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti	**(1.625)**	*(1.136)*	*(489)*	177	-	(50)	**127**	*93*	*34*	**(1.498)**	*(1.043)*	*(455)*
Totale utili/(perdite) iscritti a patrimonio netto	**(15.562)**	***(9.022)***	***(6.540)***	**(2.098)**	**(36)**	**93**	**(2.041)**	***(1.741)***	***(300)***	**(17.603)**	***(10.763)***	***(6.840)***

35.2 Dividendi

	Ammontare distribuito (milioni di euro)	Dividendo per azione (euro)
Dividendi distribuiti nel 2023		
Dividendi relativi al 2022	4.064	0,40
Acconto sul dividendo 2023[1]	-	-
Dividendi straordinari	-	-
Totale dividendi distribuiti nel 2023	**4.064**	**0,40**
Dividendi distribuiti nel 2024		
Dividendi relativi al 2023	4.367	0,43
Acconto sul dividendo 2024[2]	-	-
Dividendi straordinari	-	-
Totale dividendi distribuiti nel 2024	**4.367**	**0,43**

(1) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 7 novembre 2023 e messo in pagamento a decorrere dal 24 gennaio 2024 (acconto dividendo per azione 0,215 euro per complessivi 2.186 milioni di euro).

(2) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 6 novembre 2024 e messo in pagamento a decorrere dal 22 gennaio 2025 (acconto dividendo per azione 0,215 euro per complessivi 2.186 milioni di euro).

I dividendi distribuiti sono esposti al netto delle quote spettanti alle azioni proprie risultate in portafoglio alle rispettive "record date". Tali quote sono state oggetto di rinuncia all'incasso da parte della Società e destinate alla riserva denominata "utili accumulati".
Il dividendo dell'esercizio 2024, pari a euro 0,47 per azione, per un ammontare complessivo di 4.778 milioni di euro (di cui 0,215 euro per azione a titolo di acconto per complessivi 2.186 milioni di euro), verrà proposto all'Assemblea degli azionisti del 22 maggio 2025 riunita in unica convocazione.
Il presente Bilancio non tiene conto degli effetti della distribuzione ai soci del dividendo dell'esercizio 2024, se non per il debito verso gli azionisti per l'acconto sul dividendo 2024, deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 6 novembre 2024 per un importo massimo potenziale di 2.186 milioni di euro, e messo in pagamento a decorrere dal 22 gennaio 2025 al netto della quota spettante alle n. 12.079.670 azioni proprie risultate in portafoglio alla "record date" del 21 gennaio 2025.
Nel corso dell'esercizio sono stati pagati ai detentori di obbligazioni ibride perpetue coupon per un valore complessivo di 246 milioni di euro.

Gestione del capitale

Gli obiettivi identificati dal Gruppo nella gestione del capitale sono la salvaguardia della continuità aziendale, la creazione di valore per gli stakeholder e il supporto allo sviluppo del Gruppo. In particolare, il Gruppo persegue il mantenimento di un adeguato livello di capitalizzazione che permetta di realizzare un soddisfacente ritorno economico per gli azionisti e di garantire l'accesso a fonti esterne di finanziamento, anche attraverso il conseguimento di un rating adeguato.

In tale contesto, il Gruppo gestisce la propria struttura di capitale ed effettua aggiustamenti alla stessa, qualora i cambiamenti delle condizioni economiche lo richiedano. Non vi sono state modifiche sostanziali agli obiettivi, alle politiche o ai processi nel corso del 2024.

A tal fine, il Gruppo monitora costantemente l'evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al patrimonio netto, la cui situazione al 31 dicembre 2024 e 2023 è sintetizzata nella seguente tabella.

Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023	2024-2023
Posizione finanziaria non corrente	60.064	61.093	(1.029)
Posizione finanziaria corrente netta	(1.621)	2.907	(4.528)
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	(2.676)	(3.837)	1.161
Indebitamento finanziario netto	**55.767**	**60.163**	**(4.396)**
Patrimonio netto di Gruppo	33.731	31.755	1.976
Interessenze di terzi	15.440	13.354	2.086
Patrimonio netto	**49.171**	**45.109**	**4.062**
Indice debt/equity	**1,13**	**1,33**	**(0,20)**

Il decremento del rapporto debt/equity che misura la leva finanziaria è ascrivibile sostanzialmente all'incremento del patrimonio netto per effetto del risultato di esercizio e delle interessenze dei terzi a seguito delle cessioni senza perdita di controllo, in parte compensato dalla distribuzione dei dividendi, e alla riduzione dell'indebitamento finanziario netto prevalentemente per l'impatto delle cessioni di partecipazioni avvenute nel corso dell'anno.

Si rinvia alla nota 45 per la composizione delle singole voci riportate in tabella.

35.3 Interessenze di terzi – *Euro 15.440 milioni*

Nella tabella seguente viene rappresentata la composizione delle interessenze di terzi suddivisa per area geografica.

	Patrimonio netto di terzi		Risultato del periodo di terzi	
Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Italia	1.092	-	10	-
Iberia	6.517	5.470	534	192
America Latina	7.587	7.665	652	666
Europa	1	-	-	3
Nord America	124	151	9	(39)
Africa, Asia e Oceania	119	68	8	7
Totale	**15.440**	**13.354**	**1.213**	**829**

La variazione delle interessenze di terzi è legata principalmente alla cessione a Sosteneo Energy Transition 1 del 49% di Enel Libra Flexsys Srl, alla cessione a Masdar del 49,99% di Enel Green Power España Solar 1 SLU e al risultato del periodo, in parte compensati dai dividendi distribuiti e dalla cessione delle società di generazione e distribuzione in Perù.

Si riporta di seguito l'informativa economico-finanziaria richiesta dall'IFRS 12 per le società controllate con interessenze di terzi rilevanti.

	Attività non correnti		Attività correnti		Totale attivo	
Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Società controllate						
Enel Américas	26.771	27.578	5.954	8.459	32.725	36.037
Enel Chile	10.858	10.810	1.939	1.722	12.797	12.532
Endesa	42.964	43.701	3.930	4.033	46.894	47.734

Milioni di euro	Passività non correnti		Passività correnti		Totale passivo		Patrimonio netto		Patrimonio netto di Gruppo		Patrimonio netto di terzi	
	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Società controllate												
Enel Américas	9.292	10.466	5.654	7.314	14.946	17.780	17.779	18.257	12.627	12.936	5.152	5.321
Enel Chile	3.637	3.706	2.843	2.730	6.480	6.436	6.317	6.096	3.881	3.753	2.436	2.343
Endesa	15.818	16.018	7.683	10.045	23.501	26.063	23.393	21.671	16.876	16.202	6.517	5.469

Milioni di euro	Totale ricavi		Risultato prima delle imposte		Risultato netto delle continuing operation		Risultato netto di Gruppo		Risultato netto di terzi	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Società controllate										
Enel Américas	15.202	13.400	3.108	1.639	2.056	877	1.495	504	561	373
Enel Chile	3.852	4.678	214	996	182	748	90	456	92	292
Endesa	21.315	25.423	2.430	839	1.773	595	1.238	402	535	193

36. Finanziamenti

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Finanziamenti a lungo termine	60.000	61.085	7.439	9.086
Finanziamenti a breve termine	-	-	3.645	4.769
Totale	**60.000**	**61.085**	**11.084**	**13.855**

Per maggiori dettagli sulla natura dei finanziamenti si rimanda alla nota 46.2 "Passività finanziarie per categoria".

37. Benefici ai dipendenti – *Euro 1.614 milioni*

Il Gruppo riconosce ai dipendenti varie forme di benefici individuati nelle prestazioni connesse a "trattamento di fine rapporto" di lavoro, mensilità aggiuntive per raggiunti limiti di età o per maturazione del diritto alla pensione di anzianità, premi di fedeltà per il raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda, previdenza e assistenza sanitaria integrativa, sconti sul prezzo di fornitura dell'energia elettrica consumata a uso domestico e altre prestazioni simili. In particolare:

- la voce "Benefici pensionistici" accoglie, per quanto riguarda l'Italia, la stima degli accantonamenti destinati a coprire i benefici relativi al trattamento di previdenza integrativa dei dirigenti in quiescenza e le indennità spettanti al personale, in forza di legge o di contratto, al momento della cessazione del rapporto di lavoro. Per quanto riguarda le società estere tale voce si riferisce invece ai benefici dovuti successivamente alla conclusione del rapporto di lavoro, tra cui si segnalano per significatività i piani per benefici pensionistici di Endesa, in Spagna, che si distinguono in tre tipologie diverse a seconda dell'anzianità del dipendente e della sua provenienza. In generale, a seguito dell'accordo quadro del 25 ottobre 2000, i dipendenti partecipano a un piano dedicato a contribuzione definita per le prestazioni pensionistiche e a un piano a benefici definiti per quanto riguarda i casi di invalidità e di morte di dipendenti in servizio, per la copertura dei quali sono operanti idonee polizze assicurative. Si aggiungono, poi, due piani diversi e a numero chiuso (i) per i dipendenti Endesa, in servizio e non, per i quali si applicava il contratto collettivo dei lavoratori del settore elettrico *ante* modifica dell'accordo quadro sopra citato e (ii) per i dipendenti provenienti dalle società catalane incorporate in passato (Fecsa/Enher/HidroEmpordà). Entrambi i piani sono a benefici definiti e le prestazioni

previste sono integralmente assicurate, eccezion fatta nel primo per le prestazioni in caso di morte di personale già in pensione. Infine, sono presenti alcuni piani pensionistici a benefici definiti in vigore presso le società che operano in Brasile;

- la voce "Sconto energia" accoglie benefici relativi alla fornitura di energia elettrica, in particolare per i dipendenti di talune società estere;
- la voce "Assistenza sanitaria" accoglie le prestazioni garantite a dipendenti o ex dipendenti a fronte di spese mediche da essi sostenute;
- la voce "Altri benefici" accoglie principalmente premi fedeltà, diffusi in vari Paesi e che per quanto riguarda l'Italia sono relativi alla stima degli oneri destinati alla copertura del beneficio che spetta al personale cui viene applicato il CCNL elettrico, al raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda (25° e 35° anno di servizio), nonché altri piani di incentivazione che prevedono l'assegnazione, in favore di alcuni dirigenti della Società, del diritto a un controvalore monetario, a titolo di premio, previa verifica di determinate condizioni.

La tabella di seguito riportata evidenzia la variazione delle passività per benefici definiti dopo la cessazione del rapporto di lavoro e per altri benefici a lungo termine, rispettivamente, al 31 dicembre 2024 e al 31 dicembre 2023 nonché la riconciliazione di tale passività con la passività attuariale.

	2024					2023				
Milioni di euro	Benefici pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefici	Totale	Benefici pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefici	Totale
VARIAZIONI NELLA PASSIVITÀ ATTUARIALE										
Variazione passività attuariale esercizio precedente	**6**	**1**	**(2)**	**(3)**	**2**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Passività attuariale a inizio esercizio	**4.085**	**216**	**176**	**102**	**4.579**	**3.765**	**224**	**162**	**118**	**4.269**
Costo di servizio	9	1	4	4	18	9	1	3	(1)	12
Oneri finanziari	318	7	9	6	340	336	8	9	4	357
(Utili)/Perdite da cambiamenti nelle assunzioni demografiche	(3)	-	-	-	(3)	-	-	-	2	2
(Utili)/Perdite da cambiamenti nelle assunzioni finanziarie	(481)	(15)	(8)	(1)	(505)	224	8	6	3	241
(Utili)/Perdite derivanti dall'esperienza	283	17	(6)	(6)	288	(43)	(12)	6	1	(48)
Costo relativo a prestazioni di lavoro passate	4	-	-	-	4	-	-	-	-	-
(Utili)/Perdite derivanti da settlement	(114)	-	-	-	(114)	-	-	-	-	-
(Utili)/Perdite su cambi	(497)	(1)	(8)	(1)	(507)	145	1	4	(4)	146
Erogazioni	(451)	(13)	(14)	(13)	(491)	(393)	(14)	(14)	(17)	(438)
Altri movimenti	-	-	-	(2)	(2)	-	-	-	-	-
Riclassifica nell'attivo di bilancio	30	-	-	-	30	41	-	-	-	41
Variazioni nell'area di consolidamento/passività classificate per la vendita	2	-	-	-	2	1	-	-	(4)	(3)
Passività attuariale a fine esercizio (A)	**3.191**	**213**	**151**	**86**	**3.641**	**4.085**	**216**	**176**	**102**	**4.579**
VARIAZIONI NELLE ATTIVITÀ AL SERVIZIO DEI PIANI										
Fair value dei plan asset a inizio esercizio	**2.299**	**-**	**-**	**-**	**2.299**	**2.124**	**-**	**-**	**-**	**2.124**
Proventi finanziari	204	-	-	-	204	200	-	-	-	200
Rendimento atteso delle attività a servizio dei piani escluso quanto riportato nei proventi finanziari	66	-	-	-	66	(52)	-	-	-	(52)
(Utili)/Perdite su cambi	(332)	-	-	-	(332)	89	-	-	-	89
Contributi versati dalla Società	483	13	14	11	521	331	14	14	11	370
Erogazioni	(451)	(13)	(14)	(11)	(489)	(393)	(14)	(14)	(11)	(432)
Altri pagamenti	(114)	-	-	-	(114)	-	-	-	-	-
Fair value dei plan asset a fine esercizio (B)	**2.155**	**-**	**-**	**-**	**2.155**	**2.299**	**-**	**-**	**-**	**2.299**
EFFETTO DELL'ASSET CEILING										
Asset ceiling a inizio esercizio	**40**	**-**	**-**	**-**	**40**	**57**	**-**	**-**	**-**	**57**
Proventi finanziari	4	-	-	-	4	6	-	-	-	6
Cambi nell'asset ceiling	99	-	-	-	99	(26)	-	-	-	(26)
(Utili)/Perdite su cambi	(15)	-	-	-	(15)	3	-	-	-	3
Asset ceiling a fine esercizio (C)	**128**	**-**	**-**	**-**	**128**	**40**	**-**	**-**	**-**	**40**
Passività riconosciuta in bilancio (A-B+C)	**1.164**	**213**	**151**	**86**	**1.614**	**1.826**	**216**	**176**	**102**	**2.320**

La passività riconosciuta in bilancio si attesta, per il 2024, a 1.614 milioni di euro, in diminuzione di 706 milioni di euro rispetto al 2023, che risente prevalentemente degli adeguamenti di valore connessi ai cambiamenti di assunzioni finanziarie e all'andamento dei tassi di cambio. Oltre alla normale movimentazione annuale, in Spagna, la valutazione attuariale di un piano di alcune società del Gruppo Endesa è risultata in attivo rispetto alla obbligazione assunta dalla società e per questo motivo è stata riclassificata in una apposita voce dell'attivo dello Stato patrimoniale.
La passività riconosciuta in bilancio a fine esercizio è esposta al netto del fair value delle attività a servizio dei piani, pari a 2.155 milioni di euro al 31 dicembre 2024.
Di seguito le principali variazioni intervenute a Conto economico durante l'esercizio.

Milioni di euro	2024	2023
(Utili)/Perdite a Conto economico		
Costo normale e costo relativo a prestazioni di lavoro passate	22	17
Oneri finanziari netti	140	163
(Utili)/Perdite derivanti da settlement	2	-
(Utili)/Perdite derivanti da altri benefici a lungo termine	-	(5)
Altri movimenti	(7)	5
Totale	**157**	**180**

La variazione nel costo rilevato a Conto economico risulta in diminuzione di 23 milioni di euro, prevalentemente per la diminuzione degli oneri finanziari netti.

La seguente tabella riporta le variazioni rilevate durante l'esercizio e direttamente confluite in OCI.

Milioni di euro	2024	2023
Variazione negli (utili)/perdite in OCI		
Rendimento atteso delle attività a servizio dei piani escluso quanto riportato nei proventi finanziari	(66)	52
(Utili)/Perdite su piani a benefici definiti	(213)	190
Variazioni nell'asset ceiling escluso quanto riportato nei proventi finanziari	99	(26)
Altri movimenti	3	1
Totale	**(177)**	**217**

La voce "(Utili)/Perdite su piani a benefici definiti" risulta in diminuzione rispetto allo scorso anno connessa, come detto, ai cambiamenti delle assunzioni finanziarie.

La composizione di tali attività, totalmente concentrata in Spagna e Brasile, è sintetizzabile come di seguito riportato.

%	2024	2023
Investimenti quotati in mercati attivi		
Azioni	4	4
Titoli a reddito fisso	76	73
Investimenti immobiliari	2	3
Altro	14	20
Investimenti non quotati		
Asset detenuti da compagnie assicurative	-	-
Altro	4	-
Totale	**100**	**100**

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefíci ai dipendenti e delle attività al servizio dei piani, determinate in coerenza con l'esercizio precedente, sono evidenziate nella seguente tabella.

	Italia	Iberia	America Latina	Altri Paesi	Italia	Iberia	America Latina	Altri Paesi
	2024				2023			
Tasso di attualizzazione	2,75%-3,20%	3,04%-3,50%	5,10%-12,95%	6,75%-6,80%	3,30%-3,40%	3,14%-3,47%	5,31%-10,09%	0,072
Tasso di inflazione	2,00%	2,09%	3,00%-5,17%		2,30%	2,57%	3,00%-7,58%	
Tasso di incremento delle retribuzioni	2,00%-4,00%	1,59%	3,80%-5,55%	13%-10%	2,30%-4,30%	2,57%	4,55%-10,00%	0,1
Tasso di incremento costo spese sanitarie	3,00%	4,18%	7,63%-10,00%		3,30%	4,77%	7,63%-10,00%	
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano	-	3,30%-3,47%	5,10%-12,95%		-	3,22%-3,31%	9,99%-10,09%	

Di seguito si riporta un'analisi di sensitività che illustra gli effetti sulla passività attuariale per benefíci definiti a seguito di variazioni, ragionevolmente possibili alla fine dell'esercizio, di ciascuna singola ipotesi attuariale rilevante adottata nella stima della già menzionata passività.

Milioni di euro	Benefíci pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefíci	Benefíci pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefíci
	al 31.12.2024				al 31.12.2023			
Decremento 0,5% tasso di attualizzazione	(5)	11	8	(3)	147	8	5	(6)
Incremento 0,5% tasso di attualizzazione	(88)	(13)	(8)	(9)	(188)	(14)	(9)	(12)
Incremento 0,5% tasso di inflazione	(56)	(2)	(9)	(8)	(49)	(4)	(9)	(12)
Decremento 0,5% tasso di inflazione	(36)	(2)	5	(3)	(30)	(4)	5	(6)
Incremento 0,5% delle retribuzioni	(137)	(2)	(2)	(3)	(28)	(4)	(19)	18
Incremento 0,5% delle pensioni in corso di erogazione	(56)	(2)	(2)	(6)	(28)	(4)	(19)	11
Incremento 1% costi assistenza sanitaria	-	-	17	-	-	-	(164)	-
Incremento di 1 anno dell'aspettativa di vita dipendenti in forza e pensionati	(297)	3	(1)	(6)	16	2	(15)	12

L'analisi di sensitività sopra indicata è stata determinata applicando una metodologia che estrapola l'effetto sulla passività attuariale per benefíci definiti, a seguito della variazione ragionevole di una singola assunzione, lasciando invariate le altre.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare relativamente ai piani a benefíci definiti nell'esercizio successivo ammonta a 203 milioni di euro.
Di seguito si illustrano i pagamenti dei benefíci attesi nei prossimi esercizi per piani a benefíci definiti.

Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Entro 1 anno	351	447
Tra 1 e 2 anni	308	407
Tra 2 e 5 anni	921	1.120
Oltre 5 anni	1.716	1.739

38. Fondi rischi e oneri – *Euro 7.834 milioni*

	al 31.12.2024			al 31.12.2023		
Milioni di euro	Non corrente	Corrente	Totale	Non corrente	Corrente	Totale
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:						
- decommissioning nucleare	688	-	688	571	-	571
- smantellamento, rimozione e bonifica del sito	2.447	270	2.717	2.517	160	2.677
- contenzioso legale	643	53	696	663	39	702
- oneri per certificati ambientali	-	200	200	-	250	250
- oneri su imposte e tasse	234	18	252	295	19	314
- assicurativi	457	132	589	366	129	495
- altri	1.134	324	1.458	687	296	983
Totale	**5.603**	**997**	**6.600**	**5.099**	**893**	**5.992**
Fondo oneri per incentivi all'esodo e altri piani di ristrutturazione	130	90	220	154	128	282
Fondo per programmi di ristrutturazione legati alla transizione energetica	768	246	1.014	765	273	1.038
TOTALE	**6.501**	**1.333**	**7.834**	**6.018**	**1.294**	**7.312**

Milioni di euro	al 31.12.2023	Accanto-namenti	Rilasci	Utilizzi	Attualiz-zazione	Accantonamenti per fondi smantella-mento e ripristino	Differenze cambio	Altri movimenti	Riclassifica "Passività possedute per la vendita"	al 31.12.2024
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:										
- decommissioning nucleare	571	-	-	-	17	99	-	1	-	688
- smantellamento, rimozione e bonifica del sito	2.677	57	(33)	(151)	76	100	(4)	-	(5)	2.717
- contenzioso legale	702	236	(100)	(123)	55	-	(62)	(12)	-	696
- oneri per certificati ambientali	250	222	(86)	(182)	-	-	-	(4)	-	200
- oneri su imposte e tasse	314	21	(21)	(6)	(8)	-	(18)	(30)	-	252
- assicurativi	495	108	-	(20)	-	-	-	7	(1)	589
- altri	983	735	(96)	(224)	40	104	(24)	(65)	5	1.458
Totale	**5.992**	**1.379**	**(336)**	**(706)**	**180**	**303**	**(108)**	**(103)**	**(1)**	**6.600**
Fondo oneri per incentivi all'esodo e altri piani di ristrutturazione	282	77	(16)	(129)	7	-	-	(1)	-	220
Fondo per programmi di ristrutturazione legati alla transizione energetica	1.038	261	(85)	(225)	28	-	(1)	(2)	-	1.014
TOTALE	**7.312**	**1.717**	**(437)**	**(1.060)**	**215**	**303**	**(109)**	**(106)**	**(1)**	**7.834**

Fondo per decommissioning nucleare

Al 31 dicembre 2024 il fondo accoglie esclusivamente gli oneri che verranno sostenuti al momento della dismissione degli impianti nucleari da parte di Enresa, società pubblica spagnola incaricata di tale attività in forza del Regio Decreto 1349/2003 e della Legge n. 24/2005. La quantificazione degli oneri si basa su quanto riportato nel Contratto tipo tra Enresa e le società elettriche, approvato dal Ministero dell'Economia, che regola l'*iter* di smantellamento e chiusura degli impianti di generazione nucleari. L'orizzonte temporale coperto corrisponde al periodo compreso (tre anni) tra l'interruzione della produzione e il passaggio a Enresa della gestione dell'impianto (c.d. "post-operational costs") e tiene conto, tra le varie assunzioni utilizzate per stimarne l'ammontare, del quantitativo di combustibile nucleare non consumato previsto alla data di chiusura di ciascuna delle centrali nucleari spagnole in base a quanto previsto dal contratto di concessione.

Fondo smantellamento e ripristino impianti

Il fondo "smantellamento e ripristino impianti" accoglie il valore attuale del costo stimato per lo smantellamento e la rimozione degli impianti non nucleari in presenza di obbligazioni legali o implicite. Il fondo è riconducibile prevalentemente al Gruppo Endesa, alle società possedute dalla controllante Enel Cile e a Enel Produzione.

La quantificazione degli oneri per il fondo di decommissioning e ripristino viene effettuata attraverso un processo di Activity Based Costing (ABC), che identifica e quantifica i costi di ogni attività necessaria per lo smantellamento e il ripristino del sito.

Si riporta di seguito la tabella riepilogativa della ripartizione temporale dei pagamenti relativi al fondo smantellamento e ripristino impianti.

Milioni di euro	Stratificazione temporale pagamenti (valore nominale)	Valore attualizzato
Entro 1 anno	274	268
Oltre un anno ed entro i 5 anni	1.184	1.066
Oltre i 5 anni	1.996	1.383
Totale	**3.454**	**2.717**

Fondo contenzioso legale

Il fondo "contenzioso legale" è destinato a coprire le passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziali e da altro contenzioso e include la stima dell'onere a fronte dei contenziosi sorti nell'esercizio, oltre all'aggiornamento delle stime sulle posizioni sorte negli esercizi precedenti, in base alle indicazioni dei legali interni ed esterni. Il saldo dei contenziosi legali è prevalentemente riconducibile alle società del Gruppo localizzate in America Latina (398 milioni di euro), in Spagna (150 milioni di euro) e in Italia (116 milioni di euro).
L'ammontare del fondo è rimasto sostanzialmente immutato rispetto al precedente esercizio in quanto la movimentazione negativa per maggiori utilizzi e rilasci in Brasile è stata compensata da nuovi accantonamenti.

Fondo certificati ambientali

Relativamente al fondo "certificati ambientali" si rimanda a quanto commentato nella nota 56 "Programmi ambientali".

Fondo oneri su imposte e tasse

Il fondo "oneri su imposte e tasse" accoglie la stima di passività derivanti da contenziosi di natura tributaria relativi a imposte dirette e indirette.
Si precisa che il saldo del fondo accoglie, tra gli altri, l'accantonamento relativo al contenzioso esistente e a quello potenziale in materia di Imposta Comunale sugli Immobili (ICI) e di Imposta Municipale Unica (IMU).

Fondo assicurativo

La voce accoglie gli accantonamenti ai fondi per indennizzi assicurativi effettuati dalla società Enel Reinsurance e la movimentazione è dovuta principalmente ai nuovi accantonamenti effettuati nell'anno per 108 milioni di euro.

Altri fondi rischi e oneri futuri

Gli "altri" fondi si riferiscono a rischi e oneri di varia natura, connessi principalmente a controversie di carattere regolatorio, a contenziosi con enti locali per tributi e canoni od oneri di varia natura.

La variazione positiva dell'esercizio è prevalentemente riconducibile agli accantonamenti effettuati per provvedimenti regolatori, eventi atmosferici e guasti.

Fondo oneri per incentivi all'esodo e altri piani di ristrutturazione

Il "Fondo oneri per incentivi all'esodo e altri piani di ristrutturazione" accoglie la stima degli oneri connessi alle offerte per risoluzioni consensuali anticipate del rapporto di lavoro derivanti da esigenze organizzative. La riduzione dell'anno, pari a 62 milioni di euro, risente prevalentemente degli utilizzi riferiti ai fondi di incentivazione istituiti negli esercizi precedenti in Spagna e in Italia per far fronte alla risoluzione anticipata del rapporto di lavoro di alcuni dipendenti.

Fondo per programmi di ristrutturazione legati alla transizione energetica

Enel, nel suo ruolo di leader nella transizione energetica, ha posto al centro della propria strategia la decarbonizzazione e la crescita delle rinnovabili nel mondo.
In tale contesto, Enel ha avviato la ristrutturazione delle attività derivanti dal processo di transizione energetica che coinvolge gli impianti di generazione da fonti termiche nelle geografie in cui il Gruppo opera.
La conseguente revisione dei processi e dei modelli operativi richiede cambiamenti di ruoli e competenze dei dipendenti che il Gruppo intende attuare con piani altamente sostenibili basati su programmi di redeployment, con importanti piani di upskilling e reskilling e con il raggiungimento di accordi volontari individuali di prepensionamento. La transizione energetica si basa inoltre su un progressivo e significativo sviluppo di strumenti digitali in quanto la digitalizzazione è fondamentale per fornire risposte alle molteplici forze esterne e assumere decisioni consapevoli e ben ponderate a ogni livello nell'ambito dell'organizzazione del Gruppo.
A tal proposito è stato quindi costituito nel corso del 2020 un fondo per programmi di ristrutturazione, che al 31 dicembre 2024 ammonta a 1.014 milioni di euro, riconducibile prevalentemente a Spagna e Italia, e accoglie la stima dei costi che il Gruppo sosterrà, a seguito dell'accelerazione della transizione energetica, per tutte le attività, dirette e indirette, legate alla revisione dei processi e dei modelli operativi oltreché dei ruoli e delle competenze dei dipendenti. Nel corso del 2024 sono stati effettuati nuovi accantonamenti principalmente in Italia per programmi ex art. 4 per un importo complessivo di 220 milioni di euro e in Spagna a seguito dell'adeguamento, per 38 milioni di euro, del fondo relativo al piano AVS (*Acuerdo Voluntario de Salida*).

39. Debiti commerciali – *Euro 13.693 milioni*

ISP IRF

La voce, pari a 13.693 milioni di euro (15.821 milioni di euro al 31 dicembre 2023), accoglie i debiti per forniture di energia, combustibili, materiali, apparecchi relativi ad appalti e prestazioni diverse.

Nello specifico, i debiti commerciali con scadenza inferiore a 12 mesi ammontano a 12.721 milioni di euro (15.487 milioni di euro al 31 dicembre 2023) mentre quelli con scadenza superiore a 12 mesi sono pari a 972 milioni di euro (334 milioni di euro al 31 dicembre 2023).

39.1 Supplier finance arrangement

Il Gruppo ha implementato programmi di supplier finance arrangement con lo scopo principale di ottimizzare la gestione dei pagamenti delle fatture ai fornitori, la cui partecipazione ai programmi è volontaria.

Gli accordi stipulati dal Gruppo presentano i seguenti termini e condizioni principali:

- i fornitori possono scegliere di ricevere il pagamento anticipato delle loro fatture dalle banche, le quali accettano di pagare gli importi dovuti dal Gruppo prima della data di scadenza originaria della fattura;

- le banche accettano di pagare gli importi dovuti ai fornitori che ne fanno richiesta in relazione alle fatture dovute dal Gruppo, alla data di scadenza della fattura, e il Gruppo paga la banca che effettua servizio di pagamento.

Tali programmi non estendono significativamente i termini di pagamento oltre i normali termini concordati con gli altri fornitori che scelgono di non partecipare all'iniziativa. Inoltre, il Gruppo non incorre in alcun interesse aggiuntivo nei confronti della banca sugli importi dovuti ai fornitori in quanto le banche svolgono esclusivamente servizi di pagamento nei confronti di Enel. Considerando che la sottoscrizione di questi accordi non determina né l'estinzione legale, né modifiche sostanziali alle passività originarie, i debiti commerciali relativi a tali accordi non sono stati cancellati o riclassificati diversamente dal Gruppo e pertanto gli stessi sono rilevati tra i debiti commerciali perché la relativa natura e funzione rimane invariata rispetto a quella degli altri debiti commerciali.

Ulteriori informazioni sui supplier finance arrangement del Gruppo sono fornite nella tabella seguente.

Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Valore dei debiti parte degli accordi		
Presentato nella linea dei debiti commerciali:	**341**	**344**
- di cui fornitori pagati da istituti finanziari	309	344
- per i quali l'acquirente ha ottenuto un posticipo di pagamento	32	-
Presentato nella linea dei debiti finanziari:	**-**	**-**
- di cui fornitori pagati da istituti finanziari	-	-
- per i quali l'acquirente ha ottenuto un posticipo di pagamento	-	-

40. Altre passività finanziarie non correnti – *Euro 205 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023	2024-2023	
Altri debiti finanziari non correnti inclusi nell'indebitamento finanziario netto	64	8	56	-
Risconti passivi finanziari non correnti	141	133	8	6,0%
Totale	**205**	**141**	**64**	**45,4%**

La variazione delle "Altre passività finanziarie non correnti" è riconducibile prevalentemente all'incremento degli altri debiti finanziari non correnti inclusi nell'indebitamento finanziario netto che accolgono le passività per il deficit del sistema elettrico spagnolo.

41. Altre passività finanziarie correnti – *Euro 845 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023	2024-2023	
Ratei e risconti finanziari passivi correnti	678	734	(56)	-7,6%
Altri debiti finanziari correnti inclusi nell'indebitamento finanziario netto	14	1	13	-
Altri debiti	153	174	(21)	-12,1%
Totale	**845**	**909**	**(64)**	**-7,0%**

La riduzione delle "Altre passività finanziarie correnti" è attribuibile al decremento dei ratei finanziari passivi e ai debiti per interessi maturati non ancora liquidati, inclusi nella voce "Altri debiti". Tale effetto è parzialmente compensato dall'incremento degli altri debiti finanziari non correnti inclusi nell'indebitamento finanziario netto che accolgono le passività per il deficit del sistema elettrico spagnolo.

42. Altre passività non correnti – *Euro 3.287 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023	2024-2023	
Ratei e risconti passivi operativi	401	464	(63)	-13,6%
Debiti verso casse conguaglio - gestori di mercato e di servizi energetici	297	307	(10)	-3,3%
Debiti per tax partnership >12 mesi	1.001	1.262	(261)	-20,7%
Acconti diversi non correnti	424	348	76	21,8%
Altre partite	1.164	1.722	(558)	-32,4%
Totale	**3.287**	**4.103**	**(816)**	**-19,9%**

Le altre passività non correnti si riducono di 816 milioni di euro, prevalentemente per minori debiti per accordi da tax partnership per 261 milioni di euro negli Stati Uniti e per la variazione delle "Altre partite" per 558 milioni di euro, principalmente per la variazione della passività connessa al contenzioso PIS/COFINS in Brasile e per l'impatto delle differenze cambio in America Latina.

43. Altre passività correnti – *Euro 15.087 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023	2024-2023	
Debiti diversi verso clienti	1.679	1.882	(203)	-10,8%
Debiti verso operatori istituzionali di mercato	5.281	5.479	(198)	-3,6%
Debiti verso il personale	514	503	11	2,2%
Debiti tributari diversi	1.289	1.034	255	24,7%
Debiti verso istituti di previdenza	244	235	9	3,8%
Ratei e risconti passivi correnti	537	314	223	71,0%
Debiti per derivati scaduti su commodity energetiche <12 mesi	246	437	(191)	-43,7%
Debiti per dividendi	2.523	2.470	53	2,1%
Debiti per tax partnership <12 mesi	362	271	91	33,6%
Acconti diversi correnti	635	144	491	-
Altri debiti	1.777	1.991	(214)	-10,7%
Totale	**15.087**	**14.760**	**327**	**2,2%**

La variazione in aumento delle "Altre passività correnti" è essenzialmente dovuta:

- all'incremento degli "Acconti diversi correnti" relativi a e-distribuzione e riferiti agli acconti per contributi in conto impianti da enti pubblici per effetto degli incassi ricevuti nel 2024;
- all'incremento dei "Debiti tributari diversi" dovuto principalmente alla Spagna per l'incremento dei debiti inerenti alle tasse sulla produzione di energia nonché ai debiti per l'imposta sul valore aggiunto dell'Italia;
- all'incremento dei "Ratei e risconti passivi correnti" dovuto principalmente a Enel Reinsurance.

Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati:

- alla riduzione dei "Debiti verso clienti" che accoglie principalmente la variazione in Italia dei depositi cauzionali da clienti in linea con il decremento del numero di clienti serviti dalle società del mercato, compensata dall'incremento dei crediti commerciali in seguito al ripristino degli oneri di sistema della distribuzione;
- alla riduzione dei "Debiti verso operatori istituzionali di mercato" riferiti principalmente all'Italia e in particolar modo a Servizio Elettrico Nazionale per la riduzione dei debiti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali rispetto all'anno precedente e alla Spagna in particolare a Endesa Distribución, parzialmente compensata in e-distribuzione dall'incremento del debito per le componenti e gli oneri di sistema in seguito all'aumento delle tariffe della componente Asos e Arim previsto dalle delibere dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) n. 633/2023, n. 113/2024, n. 263/2024 e n. 384/2024;
- alla riduzione dei "Debiti per derivati scaduti su commodity energetiche <12 mesi".

Informazioni sul Rendiconto finanziario consolidato

44. Flussi finanziari

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023
Disponibilità e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio[1]	**7.143**	**11.543**	**(4.400)**
Cash flow da attività operativa	13.223	14.620	(1.397)
di cui discontinued operation	–	*132*	
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(4.108)	(10.610)	6.502
di cui discontinued operation	–	*(442)*	
Cash flow da attività di finanziamento	(7.989)	(8.361)	372
di cui discontinued operation	–	*(16)*	
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(74)	(49)	(25)
Disponibilità e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio[2]	**8.195**	**7.143**	**1.052**

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 6.801 milioni di euro al 1° gennaio 2024 (11.041 milioni di euro al 1° gennaio 2023), "Titoli a breve" pari a 81 milioni di euro al 1° gennaio 2024 (78 milioni di euro al 1° gennaio 2023), "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 261 milioni di euro al 1° gennaio 2024 (98 milioni di euro al 1° gennaio 2023) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Discontinued operation" pari a 326 milioni di euro al 1° gennaio 2023.

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 8.051 milioni di euro al 31 dicembre 2024 (6.801 milioni di euro al 31 dicembre 2023), "Titoli a breve" pari a 138 milioni di euro al 31 dicembre 2024 (81 milioni di euro al 31 dicembre 2023) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 6 milioni di euro al 31 dicembre 2024 (261 milioni di euro al 31 dicembre 2023).

Il **cash flow da attività operativa** nell'esercizio 2024 è positivo per 13.223 milioni di euro, in riduzione di 1.397 milioni di euro rispetto al valore dell'esercizio precedente, prevalentemente per effetto del maggior fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto.

Il **cash flow da attività di investimento** nell'esercizio 2024 ha assorbito liquidità per 4.108 milioni di euro, nel 2023 ne aveva assorbita per 10.610 milioni di euro. Gli investimenti in attività materiali, immateriali e attività derivanti da contratti con i clienti, pari a 11.010 milioni di euro (13.563 milioni di euro nel 2023), di cui 189 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come disponibile per la vendita, sono stati contabilizzati al lordo dei contributi ricevuti (1.135 milioni di euro nel 2024, 413 milioni di euro nel 2023).

Le dismissioni di imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, sono pari a 5.622 milioni di euro e si riferiscono prevalentemente:

- alla cessione da parte di Enel Green Power North America (EGPNA) dell'intera quota detenuta in alcune società delle rinnovabili a fronte di un corrispettivo di 249 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 4 milioni di euro;
- alla cessione della totalità delle partecipazioni detenute da Enel Perú SAC nelle società di generazione elettrica Enel Generación Perú SAA e Compañía Energética Veracruz SAC a Niagara Energy SAC per un corrispettivo totale di 1.100 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 98 milioni di euro;
- alla cessione da parte di Enel Perú SAC delle partecipazioni detenute nella società Enel Distribución Perú SAA e nella società Enel X Perú SAC a North Lima Power Grid Holding SAC, a fronte di un corrispettivo totale di 2.865 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 15 milioni di euro;
- alla cessione della partecipazione detenuta in alcune società statunitensi e canadesi operanti nella Linea di Business Enel X per un corrispettivo di 159 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 1 milione di euro;
- alla cessione, da parte della controllata e-distribuzione SpA (e-distribuzione) ad A2A SpA (A2A), del 90% del capitale sociale di Duereti Srl (Duereti), per un corrispettivo di circa 1.229 milioni di euro.

Nel 2023 le dismissioni di imprese o rami di imprese, espresse al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, risultavano pari a 2.083 milioni di euro e si riferivano prevalentemente:

- alla cessione da parte di Enel Argentina dell'intera quota detenuta nella società Enel Generación Costanera per un corrispettivo di 28 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 14 milioni di euro;
- alla cessione da parte di Enel Green Power India Private Limited dell'intera partecipazione detenuta nella società Khidrat Renewable Energy Private Limited per un corrispettivo di 4 milioni di euro;

- alla cessione a YPF e a Pan American Sur SA delle azioni detenute in Inversora Dock Sud SA e Central Dock Sud SA, per un corrispettivo complessivo di circa 29 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 19 milioni di euro;
- alla cessione dell'80% della partecipazione detenuta nella società di bus colombiana Colombia ZE SAS per un corrispettivo di circa 6 milioni di euro;
- alla cessione del 50% delle due società che possiedono tutte le attività dedicate alle rinnovabili del Gruppo in Australia, nello specifico Enel Green Power Australia (Pty) Ltd ed Enel Green Power Australia Trust, a INPEX Corporation, per un corrispettivo complessivo di 121 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 21 milioni di euro;
- alla cessione delle partecipazioni detenute in Romania per un corrispettivo complessivo di 1.013 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 228 milioni di euro;
- alla cessione della partecipazione detenuta in Transmisora de Energía Renovable, in Guatemala, per un corrispettivo complessivo di 22 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 11 milioni di euro;
- alla cessione della partecipazione detenuta da Enel Chile in Arcadia Generación Solar SA a Sonnedix, per un corrispettivo complessivo di 533 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 2 milioni di euro;
- alla vendita del 50% di Enel Green Power Hellas, controllata al 100% da Enel Green Power per le rinnovabili in Grecia, a Macquarie Asset Management, per un corrispettivo totale pari a 322 milioni di euro al netto della cassa ceduta di 29 milioni di euro.

La liquidità generata dalle altre attività di investimento/disinvestimento del 2024, pari a 145 milioni di euro, accoglie disinvestimenti minori in Italia, Iberia, Stati Uniti, Cile e Brasile mentre nel 2023 risultava pari a 474 milioni di euro e si riferiva principalmente:

- alla cessione dell'intera partecipazione detenuta in Tecnatom SA, per un corrispettivo complessivo di 26 milioni di euro. L'operazione non ha comportato impatti a Conto economico;
- alla cessione della partecipazione detenuta nella società Rusenergosbyt LLC per un corrispettivo di 83 milioni di euro;
- a disinvestimenti minori prevalentemente in Italia, Iberia, Nord America e America Latina.

Il **cash flow da attività di finanziamento** ha assorbito liquidità per complessivi 7.989 milioni di euro, mentre nell'esercizio 2023 ne aveva assorbita per 8.361 milioni di euro. Il flusso dell'esercizio 2024 è sostanzialmente relativo:

- alla variazione dell'indebitamento finanziario netto (quale saldo tra rimborsi, nuove accensioni e altri movimenti) per 5.104 milioni di euro;
- al pagamento dei dividendi per 5.126 milioni di euro, cui si aggiungono 246 milioni di euro pagati a titolari di obbligazioni ibride perpetue;
- alle emissioni di obbligazioni ibride per 889 milioni di euro e al relativo rimborso per 297 milioni di euro;
- alla cessione da parte di Enel Italia a Sosteneo Energy Transition 1 di una quota di minoranza del 49% del capitale sociale detenuto in Enel Libra Flexsys Srl per un corrispettivo di 1.095 milioni di euro;
- alla cessione a Masdar della quota del 49,99% in Enel Green Power España Solar 1, società che detiene impianti fotovoltaici in Endesa per un corrispettivo di 849 milioni di euro.

Nel 2024 il cash flow legato all'attività di investimento per 4.108 milioni di euro e il cash flow da attività di finanziamento pari a 7.989 milioni di euro hanno in parte assorbito il cash flow da attività operativa, positivo per 13.223 milioni di euro. La residua parte ha quindi determinato un incremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti, in aumento di 1.052 milioni di euro (al netto dei 74 milioni di euro connessi all'andamento negativo dei cambi delle diverse valute locali rispetto all'euro).

45. Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine – *Euro 55.767 milioni*

La tabella seguente mostra la ricostruzione della "Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine" a partire dalle voci presenti nello schema di Stato patrimoniale consolidato.

Milioni di euro	Note	al 31.12.2024	al 31.12.2023	2024-2023	
Finanziamenti a lungo termine	36	60.000	61.085	(1.085)	-1,8%
Altri debiti finanziari non correnti inclusi nell'indebitamento finanziario netto[1]	40	64	8	56	-
Finanziamenti a breve termine	36	3.645	4.769	(1.124)	-23,6%
Altri debiti finanziari correnti inclusi nell'indebitamento finanziario netto[2]	41	14	1	13	-
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	36	7.439	9.086	(1.647)	-18,1%
Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto	27.1	(2.676)	(3.837)	1.161	30,3%
Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto	28.1	(4.668)	(4.148)	(520)	-12,5%
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	33	(8.051)	(6.801)	(1.250)	-18,4%
Totale		**55.767**	**60.163**	**(4.396)**	**-7,3%**

(1) La voce "Altri debiti finanziari non correnti inclusi nell'indebitamento finanziario netto" è inclusa nella voce "Altre passività finanziarie non correnti" dello Stato patrimoniale.

(2) La voce "Altri debiti finanziari correnti inclusi nell'indebitamento finanziario netto" è inclusa nella voce "Altre passività finanziarie correnti" dello Stato patrimoniale.

Il prospetto della posizione finanziaria netta è in linea con l'Orientamento n. 39 emanato il 4 marzo 2021 dall'ESMA, applicabile dal 5 maggio 2021, e con il Richiamo di Attenzione n. 5/2021 emesso dalla CONSOB il 29 aprile 2021, che ha sostituito i riferimenti alle raccomandazioni CESR e quelli presenti nella Comunicazione n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 in materia di posizione finanziaria netta.

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 31 dicembre 2024 e al 31 dicembre 2023, riconciliata con l'indebitamento finanziario netto predisposto secondo le modalità di rappresentazione del Gruppo Enel.

Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023	2024-2023	
Liquidità				
Denaro e valori in cassa	33	23	10	43,5%
Depositi bancari e postali	4.762	4.664	98	2,1%
Disponibilità liquide	**4.795**	**4.687**	**108**	**2,3%**
Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	**3.256**	**2.114**	**1.142**	**54,0%**
Titoli	138	81	57	70,4%
Crediti finanziari a breve termine	2.356	3.060	(704)	-23,0%
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	2.174	1.007	1.167	-
Altre attività finanziarie correnti	**4.668**	**4.148**	**520**	**12,5%**
Liquidità	**12.719**	**10.949**	**1.770**	**16,2%**
Indebitamento finanziario corrente				
Debiti verso banche	(344)	(393)	49	12,5%
Commercial paper	(2.406)	(2.499)	93	3,7%
Altri debiti finanziari correnti[1]	(909)	(1.878)	969	51,6%
Debito finanziario corrente (inclusi gli strumenti di debito)	**(3.659)**	**(4.770)**	**1.111**	**23,3%**
Quota corrente di finanziamenti bancari	(1.742)	(1.992)	250	12,6%
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(5.318)	(6.763)	1.445	21,4%
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(379)	(331)	(48)	-14,5%
Quota corrente del debito finanziario non corrente	**(7.439)**	**(9.086)**	**1.647**	**18,1%**
Indebitamento finanziario corrente	**(11.098)**	**(13.856)**	**2.758**	**19,9%**
Indebitamento finanziario corrente netto	**1.621**	**(2.907)**	**4.528**	**-**
Indebitamento finanziario non corrente				
Debiti verso banche e istituti finanziatori	(14.755)	(14.500)	(255)	-1,8%
Debiti verso altri finanziatori[2]	(3.027)	(3.014)	(13)	-0,4%
Debito finanziario non corrente (esclusi la parte corrente e gli strumenti di debito)	**(17.782)**	**(17.514)**	**(268)**	**-1,5%**
Obbligazioni	**(42.282)**	**(43.579)**	**1.297**	**3,0%**
Debiti commerciali e altri debiti non correnti non remunerati che presentano una significativa componente di finanziamento	**-**	**-**	**-**	**-**
Indebitamento finanziario non corrente	**(60.064)**	**(61.093)**	**1.029**	**1,7%**
Attività finanziarie inerenti alle "Attività classificate come possedute per la vendita"	**14**	**262**	**(248)**	**-94,7%**
Passività finanziarie inerenti alle "Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita"	**(75)**	**(1.150)**	**1.075**	**93,5%**
Totale indebitamento finanziario come da Comunicazione CONSOB	**(58.504)**	**(64.888)**	**6.384**	**9,8%**
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	**2.676**	**3.837**	**(1.161)**	**-30,3%**
(-) Attività finanziarie inerenti alle "Attività classificate come possedute per la vendita"	**(14)**	**(262)**	**248**	**94,7%**
(-) Passività finanziarie inerenti alle "Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita"	**75**	**1.150**	**(1.075)**	**-93,5%**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**(55.767)**	**(60.163)**	**4.396**	**7,3%**

(1) Include gli "Altri debiti finanziari correnti inclusi nell'indebitamento finanziario netto" ricompresi nelle "Altre passività finanziarie correnti" dello Stato patrimoniale.

(2) Include gli "Altri debiti finanziari non correnti inclusi nell'indebitamento finanziario netto" ricompresi nella voce "Altre passività finanziarie non correnti" dello Stato patrimoniale.

Si precisa che nella posizione netta ai fini CONSOB non sono inclusi né i derivati designati in hedge accounting né quelli di trading, negoziati con finalità di copertura gestionale.
Al 31 dicembre 2024 tali attività e passività finanziarie sono esposte separatamente nello schema di Stato patrimoniale nelle seguenti voci: "Derivati finanziari attivi non correnti" per 2.003 milioni di euro (2.383 milioni di euro al 31 dicembre 2023), "Derivati finanziari attivi correnti" per 3.512 milioni di euro (6.407 milioni di euro al 31 dicembre 2023), "Derivati finanziari passivi non correnti" per 2.915 milioni di euro (3.373 milioni di euro al 31 dicembre 2023) e "Derivati finanziari passivi correnti" per 3.584 milioni di euro (6.461 milioni di euro al 31 dicembre 2023).

Strumenti finanziari

46. Strumenti finanziari per categoria

Nella presente nota si forniscono le disclosure necessarie per la valutazione della significatività degli strumenti finanziari per la posizione finanziaria e la performance del Gruppo.

46.1 Attività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle attività finanziarie previste dall'IFRS 9, distinte tra attività finanziarie correnti e non correnti, esponendo separatamente i derivati di copertura e i derivati misurati al fair value rilevato a Conto economico.

		Non correnti		Correnti	
Milioni di euro	Note	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Attività finanziarie al costo ammortizzato	46.1.1	**5.100**	**5.709**	**27.321**	**28.495**
Attività finanziarie al FVOCI	46.1.2	**1.159**	**882**	**138**	**81**
Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico					
Derivati attivi al FVTPL	46.1.3	126	206	2.793	4.443
Altre attività finanziarie al FVTPL	46.1.3	4.036	4.341	200	219
Totale attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico		**4.162**	**4.547**	**2.993**	**4.662**
Derivati attivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di fair value hedge	46.1.4	103	113	18	-
Derivati di cash flow hedge	46.1.4	1.774	2.064	701	1.964
Totale derivati attivi designati come strumenti di copertura		**1.877**	**2.177**	**719**	**1.964**
TOTALE		**12.298**	**13.315**	**31.171**	**35.202**

Per maggiori informazioni sulla rilevazione e classificazione dei derivati attivi correnti e non correnti si prega di far riferimento alla nota 49 "Derivati ed hedge accounting".
Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value, si prega di far riferimento alla nota 50 "Attività e passività misurate al fair value".

46.1.1 Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato

La tabella seguente espone le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato per natura, suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti.

		Non correnti			Correnti	
Milioni di euro	Note	al 31.12.2024	al 31.12.2023	Note	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		-	-	33	8.022	6.772
Crediti commerciali	32	2.333	1.726	32	13.608	16.047
Quota corrente di crediti finanziari a lungo termine		-	-	28.1	2.174	1.007
Cash collateral		-	-	28.1	1.982	2.899
Altri crediti finanziari	27.1	2.101	3.332	28.1	203	30
Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione al costo ammortizzato	27	262	310	28	12	14
Altre attività finanziarie al costo ammortizzato		404	341		1.320	1.726
Totale		**5.100**	**5.709**		**27.321**	**28.495**

Impairment delle attività finanziarie valutate al costo ammortizzato

Le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato ammontano a 32.421 milioni di euro al 31 dicembre 2024 (34.204 milioni di euro al 31 dicembre 2023) e sono rilevate al netto del fondo perdite attese, pari a 4.152 milioni di euro al 31 dicembre 2024 (4.098 milioni di euro alla fine dell'esercizio precedente).
Il Gruppo detiene essenzialmente le seguenti tipologie di attività finanziarie valutate al costo ammortizzato e sottoposte a impairment:

- disponibilità liquide e mezzi equivalenti;
- crediti commerciali e attività derivanti da contratti con clienti;
- crediti finanziari; e
- altre attività finanziarie.

Benché le disponibilità liquide e mezzi equivalenti siano state assoggettate a impairment in base all'IFRS 9, la perdita attesa identificata risulta trascurabile.

La perdita attesa (Expected Credit Loss, ECL) – calcolata utilizzando la probabilità di default (PD), la perdita in caso di default (LGD) e l'esposizione al rischio in caso di default (EAD) – è la differenza fra i flussi finanziari dovuti in base al contratto e i flussi finanziari attesi (comprensivi dei mancati incassi) attualizzati usando il tasso di interesse effettivo originario.
Ai fini del calcolo dell'ECL, il Gruppo applica due diversi approcci:

- l'approccio generale, per le attività finanziarie diverse da crediti commerciali, le attività derivanti da contratti con i clienti e i crediti per leasing. Tale metodo si applica verificando se vi è stato un incremento significativo del rischio di credito rispetto all'iscrizione iniziale, mediante confronto tra la probabilità di default all'origination e la probabilità di default alla data di riferimento del bilancio.
  In base ai risultati di tale verifica, si rileva un fondo perdite attese, calcolato in base alle perdite attese previste per i successivi 12 mesi (ECL a 12 mesi) o lungo tutta la vita dell'attività (ECL Lifetime) (c.d. "staging"):
  - l'ECL a 12 mesi, per le attività finanziarie che non hanno subíto un incremento significativo del rischio di credito rispetto alla rilevazione iniziale;
  - l'ECL Lifetime, per le attività finanziarie che hanno subíto un incremento significativo del rischio di credito o che risultano deteriorate (ovvero, in default sulla base di informazioni relative allo scaduto);
- l'approccio semplificato, per i crediti commerciali, le attività derivanti da contratti con i clienti e crediti per leasing con o senza componente finanziaria significativa, in base alla ECL Lifetime senza tracciare le variazioni del rischio di credito.

La rettifica forward-looking potrà essere applicata considerando informazioni qualitative e quantitative al fine di riflettere eventi e scenari macroeconomici futuri che potrebbero influenzare il rischio del portafoglio o dello strumento finanziario.

In base alla natura delle attività finanziarie e delle informazioni disponibili sul rischio di credito, la verifica dell'incremento significativo del rischio di credito può essere effettuata su:

- base individuale, in presenza di crediti singolarmente significativi e per tutti i crediti che sono verificati singolarmente ai fini dell'impairment in base a informazioni ragionevoli e supportabili;
- base collettiva, quando il reperimento di informazioni ragionevoli e supportabili per verificare le perdite attese su base individuale richiederebbe costi o sforzi eccessivi.

Quando non ci sono ragionevoli aspettative di recuperare un'attività finanziaria integralmente o parzialmente, si procederà a ridurre direttamente il suo valore contabile lordo. L'eliminazione contabile (ovvero, write-off) costituisce un evento di derecognition (per esempio, estinzione, trasferimento o scadenza del diritto a incassare dei flussi finanziari). La tabella che segue indica le perdite attese rilevate per le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato in base all'approccio generale e semplificato.

	al 31.12.2024			al 31.12.2023		
Milioni di euro	Importo lordo	Fondo perdite attese	Totale	Importo lordo	Fondo perdite attese	Totale
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	8.022	-	8.022	6.772	-	6.772
Crediti commerciali	19.704	3.763	15.941	21.548	3.775	17.773
Crediti finanziari	6.776	316	6.460	7.579	311	7.268
Altre attività finanziarie al costo ammortizzato	2.071	73	1.998	2.403	12	2.391
Totale	**36.573**	**4.152**	**32.421**	**38.302**	**4.098**	**34.204**

Per misurare le perdite attese, il Gruppo valuta i crediti commerciali e le attività derivanti da contratti con i clienti basandosi sull'approccio semplificato, su base sia individuale (per esempio, pubbliche amministrazioni, autorità, controparti finanziarie, venditori all'ingrosso, trader e grandi società ecc.) sia collettiva (per esempio, clienti al dettaglio). In caso di valutazioni individuali, la PD è ottenuta prevalentemente da provider esterni. Diversamente, in caso di valutazioni su base collettiva, i crediti commerciali sono raggruppati in base alle caratteristiche di rischio di credito condivise e informazioni sullo scaduto, considerando una specifica definizione di default.
In base a ciascun business e framework regolatorio locale, nonché alle differenze fra i portafogli di clienti, anche in termini di tassi di default e recupero (comprese le aspettative di recupero oltre 90 giorni):

- il Gruppo applica principalmente una definizione di default basata su uno scaduto di 180 giorni e pertanto, oltre tale termine, si presume che i crediti commerciali siano deteriorati (ovvero, credit-impaired); e
- si definiscono specifici cluster sulla base degli specifici mercati, business e caratteristiche di rischio.

Le attività derivanti da contratti con i clienti presentano sostanzialmente le stesse caratteristiche di rischio dei crediti commerciali, a parità di tipologie contrattuali.
Al fine di misurare la ECL per i crediti commerciali su base collettiva nonché per le attività derivanti da contratti con i clienti, il Gruppo considera le seguenti assunzioni riguardo ai parametri di ECL:

- la PD, ipotizzata pari al tasso medio di default, è calcolata per cluster e considerando dati storici di almeno 24 mesi;
- la LGD è funzione dei tassi di recupero di ciascun cluster, attualizzata in base al tasso di interesse effettivo; e
- l'EAD è stimata pari al valore contabile alla data di riferimento del bilancio al netto dei depositi di cassa, comprese le fatture emesse ma non scadute e le fatture da emettere.

La tabella seguente indica la movimentazione del fondo perdite attese su crediti finanziari (in base all'approccio generale).

Milioni di euro	Fondo perdite attese 12 mesi	Fondo perdite attese Lifetime
Saldo di apertura al 01.01.2023	**29**	**219**
Accantonamenti	-	36
Utilizzi	-	11
Rilasci a Conto economico	(32)	(6)
Altre variazioni	45	9
Saldo di chiusura al 31.12.2023	**42**	**269**
Saldo di apertura al 01.01.2024	**42**	**269**
Accantonamenti	-	87
Utilizzi	-	(22)
Rilasci a Conto economico	(9)	(6)
Altre variazioni	86	(131)
Saldo di chiusura al 31.12.2024	**119**	**197**

La tabella seguente indica la movimentazione del fondo perdite attese su crediti commerciali (in base all'approccio semplificato).

Milioni di euro	
Saldo di apertura al 01.01.2023	**3.783**
Accantonamenti	1.384
Utilizzi	(1.136)
Rilasci a Conto economico	(210)
Altre variazioni	(46)
Saldo di chiusura al 31.12.2023	**3.775**
Saldo di apertura al 01.01.2024	**3.775**
Accantonamenti	1.337
Utilizzi	(937)
Rilasci a Conto economico	(244)
Altre variazioni	(168)
Saldo di chiusura al 31.12.2024	**3.763**

La tabella seguente indica la movimentazione del fondo perdite attese su altre attività finanziarie al costo ammortizzato (in base all'approccio semplificato).

Milioni di euro	**Fondo perdite attese Lifetime**
Saldo di apertura al 01.01.2023	**56**
Accantonamenti	149
Utilizzi	-
Rilasci a Conto economico	(1)
Altre variazioni	(192)
Saldo di chiusura al 31.12.2023	**12**
Saldo di apertura al 01.01.2024	**12**
Accantonamenti	227
Utilizzi	-
Rilasci a Conto economico	(4)
Altre variazioni	(162)
Saldo di chiusura al 31.12.2024	**73**

Si precisa che nella nota 47 "Risk management" sono fornite informazioni aggiuntive relativamente all'esposizione al rischio di credito e alle perdite attese.

46.1.2 Attività finanziarie al fair value a patrimonio netto

La tabella seguente espone le attività finanziarie al fair value a patrimonio netto (FVOCI) per natura, suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti.

		Non correnti			Correnti	
Milioni di euro	**Note**	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2023**	**Note**	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2023**
Partecipazioni altre imprese al FVOCI	27	587	338		-	-
Titoli FVOCI	27.1	572	505	28.1	138	81
Crediti e altre attività finanziarie valutate al FVOCI		-	39		-	-
Totale		**1.159**	**882**		**138**	**81**

Movimentazione delle attività finanziarie al FVOCI

Partecipazioni in altre imprese

Milioni di euro	Non correnti	Correnti
Saldo di apertura al 01.01.2024	**338**	**-**
Acquisizioni	-	-
Vendite	-	-
Variazioni del fair value con impatti a patrimonio netto	109	-
Altre variazioni	140	-
Saldo di chiusura al 31.12.2024	**587**	**-**

Titoli e altri crediti al FVOCI

Milioni di euro	Non correnti	Correnti
Saldo di apertura al 01.01.2024	**505**	**81**
Acquisizioni	271	11
Vendite	(66)	(61)
Variazioni del fair value con impatti a patrimonio netto	17	1
Riclassifiche	(155)	155
Altre variazioni	-	(49)
Saldo di chiusura al 31.12.2024	**572**	**138**

46.1.3 Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico

La tabella seguente espone le attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico (FVTPL) per natura, suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti.

		Non correnti			Correnti	
Milioni di euro	Note	al 31.12.2024	al 31.12.2023	Note	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Derivati al FVTPL	49	126	206	49	2.793	4.443
Investimenti in attività liquide		-	-	33	29	29
Titoli e investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali al FVTPL	27.1	3	-		-	-
Partecipazioni in altre imprese al FVTPL	27	8	8		-	-
Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione al FVTPL	27	3.930	4.080		-	-
Crediti finanziari da contratti JDA al FVTPL		95	123		-	-
Altre attività finanziarie al FVTPL		-	130	28, 28.1	171	190
Totale		**4.162**	**4.547**		**2.993**	**4.662**

46.1.4 Derivati attivi designati come strumenti di copertura

Per maggiori dettagli sui derivati attivi si prega di far riferimento alla nota 49 "Derivati ed hedge accounting".

46.2 Passività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle passività finanziarie previste dall'IFRS 9, distinte tra passività finanziarie correnti e non correnti, esponendo separatamente i derivati di copertura e i derivati misurati al fair value rilevato a Conto economico.

		Non correnti		Correnti	
Milioni di euro	Note	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	46.2.1	**61.333**	**61.734**	**33.702**	**39.784**
Passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico					
Derivati passivi al FVTPL	46.4	133	204	2.848	4.485
Totale passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico		**133**	**204**	**2.848**	**4.485**
Derivati passivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di fair value hedge	46.4	28	105	-	17
Derivati di cash flow hedge	46.4	2.754	3.064	736	1.959
Totale derivati passivi designati come strumenti di copertura		**2.782**	**3.169**	**736**	**1.976**
TOTALE		**64.248**	**65.107**	**37.286**	**46.245**

Per maggiori informazioni sulla rilevazione e classificazione dei derivati attivi correnti e non correnti si prega di far riferimento alla nota 49 "Derivati ed hedge accounting".
Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value si prega di far riferimento alla nota 50 "Attività e passività misurate al fair value".

46.2.1 Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato

La tabella seguente espone le passività finanziarie valutate al costo ammortizzato per natura, suddivise in passività finanziarie correnti e non correnti.

		Non correnti			Correnti	
Milioni di euro	Note	al 31.12.2024	al 31.12.2023	Note	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Finanziamenti a lungo termine	46.3	60.000	61.085	46.3	7.439	9.086
Finanziamenti a breve termine		-	-	46.3	3.645	4.769
Debiti commerciali	39	972	334	39	12.721	15.487
Altri debiti finanziari		361	315		9.897	10.442
Totale		**61.333**	**61.734**		**33.702**	**39.784**

46.3 Finanziamenti

46.3.1 Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – *Euro 67.439 milioni*

Nella seguente tabella sono riportati il valore nozionale, il valore contabile e il fair value dei finanziamenti a lungo termine incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi.

Finanziamenti a lungo termine per categoria e tipologia di tasso di interesse

Milioni di euro	Valore nominale	Saldo contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value	Valore nominale	Saldo contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value	Variazione saldo contabile
	al 31.12.2024					al 31.12.2023					
Obbligazioni:											
- tasso fisso quotate	26.885	26.632	3.458	23.174	25.670	29.539	29.163	4.686	24.477	27.885	(2.531)
- tasso variabile quotate	1.770	1.756	315	1.441	1.758	2.643	2.622	623	1.999	2.641	(866)
- tasso fisso non quotate	19.077	18.881	1.448	17.433	18.451	18.336	18.129	1.357	16.772	17.842	752
- tasso variabile non quotate	331	331	97	234	339	428	428	97	331	456	(97)
Totale obbligazioni	**48.063**	**47.600**	**5.318**	**42.282**	**46.218**	**50.946**	**50.342**	**6.763**	**43.579**	**48.824**	**(2.742)**
Finanziamenti bancari:											
- tasso fisso	3.485	3.465	234	3.231	3.444	3.874	3.822	853	2.969	3.746	(357)
- tasso variabile	13.058	13.014	1.508	11.506	13.142	12.664	12.629	1.139	11.490	12.892	385
- uso linee di credito revolving	18	18	-	18	22	41	41	-	41	41	(23)
Totale finanziamenti bancari	**16.561**	**16.497**	**1.742**	**14.755**	**16.608**	**16.579**	**16.492**	**1.992**	**14.500**	**16.679**	**5**
Leasing:											
- tasso fisso	2.892	2.892	306	2.586	2.892	2.852	2.852	256	2.596	2.852	40
- tasso variabile	39	39	12	27	39	53	53	12	41	53	(14)
Totale leasing	**2.931**	**2.931**	**318**	**2.613**	**2.931**	**2.905**	**2.905**	**268**	**2.637**	**2.905**	**26**
Altri finanziamenti non bancari:											
- tasso fisso	411	411	61	350	411	426	426	63	363	426	(15)
- tasso variabile	-	-	-	-	-	6	6	-	6	6	(6)
Totale altri finanziamenti non bancari	**411**	**411**	**61**	**350**	**411**	**432**	**432**	**63**	**369**	**432**	**(21)**
Totale finanziamenti a tasso fisso	**52.750**	**52.281**	**5.507**	**46.774**	**50.868**	**55.027**	**54.392**	**7.215**	**47.177**	**52.751**	**(2.111)**
Totale finanziamenti a tasso variabile	**15.216**	**15.158**	**1.932**	**13.226**	**15.300**	**15.835**	**15.779**	**1.871**	**13.908**	**16.089**	**(621)**
TOTALE	**67.966**	**67.439**	**7.439**	**60.000**	**66.168**	**70.862**	**70.171**	**9.086**	**61.085**	**68.840**	**(2.732)**

Nella tabella seguente sono riportati i finanziamenti a lungo termine per valuta e tasso di interesse.

Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) per valuta e tasso di interesse

Milioni di euro	Saldo contabile	Valore nominale	Saldo contabile	Valore nominale	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore
	al 31.12.2024		al 31.12.2023		al 31.12.2024		al 31.12.2023	
Euro	**34.349**	**34.512**	**35.865**	**36.166**	**2,6%**	**2,8%**	**2,5%**	**2,8%**
Dollaro statunitense	25.103	25.343	24.601	24.847	5,0%	5,1%	4,9%	5,2%
Sterlina inglese	3.819	3.919	4.612	4.720	4,3%	4,5%	4,6%	4,8%
Peso colombiano	2.005	2.009	1.884	1.888	11,8%	11,8%	13,5%	13,5%
Real brasiliano	1.465	1.482	2.229	2.255	9,8%	9,9%	10,5%	10,6%
Franco svizzero	138	138	382	382	4,0%	4,0%	1,8%	1,8%
Peso cileno/UF	465	467	510	514	5,2%	5,2%	5,1%	5,2%
Altre valute	95	96	88	90				
Totale valute non euro	**33.090**	**33.454**	**34.306**	**34.696**				
TOTALE	**67.439**	**67.966**	**70.171**	**70.862**				

I finanziamenti a lungo termine espressi in divise diverse dall'euro hanno subíto un decremento di 1.216 milioni di euro, attribuibile principalmente alle movimentazioni dei finanziamenti in sterlina inglese e real brasiliano.

Movimentazione del valore nozionale dei finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi)

Milioni di euro	Valore nominale	Rimborsi	Variaz. perimetro di consolid.	Nuove emissioni	Diff. di cambio	Valore nominale
	al 31.12.2023					al 31.12.2024
Obbligazioni	50.946	(7.779)	-	3.635	1.261	48.063
Finanziamenti	19.916	(2.651)	205	2.382	51	19.903
- di cui leasing	*2.905*	*(422)*	*(7)*	*419*	*36*	*2.931*
Totale finanziamenti a lungo termine	**70.862**	**(10.430)**	**205**	**6.017**	**1.312**	**67.966**

Il valore nozionale dei finanziamenti a lungo termine, pari a 67.966 milioni di euro al 31 dicembre 2024, registra un decremento di 2.896 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2023; tale diminuzione è stata determinata da rimborsi pari a 10.430 milioni di euro a fronte di nuove emissioni pari a 6.017 milioni di euro, differenze negative dei cambi pari a 1.312 milioni di euro e riclassifica da "attività classificate come possedute per la vendita" complessivamente per 205 milioni di euro; si evidenzia che quest'ultima voce include 192 milioni di euro relativi a un finanziamento di 3SUN rimborsato nel corso del 2024.

I rimborsi effettuati nel 2024 sono relativi a prestiti obbligazionari per un importo pari a 7.779 milioni di euro e a finanziamenti per un importo pari a 2.651 milioni di euro.

Nello specifico, tra i rimborsi di obbligazioni effettuati nel corso del 2024 si segnalano:

- 100 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile emesso da Enel Finance International, scaduto a febbraio 2024;
- 398 milioni di real brasiliani (equivalenti a 62 milioni di euro al 31 dicembre 2024), relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile emesso da Enel Distribuição Ceará, scaduto a marzo 2024;
- 400 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 386 milioni di euro al 31 dicembre 2024) relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Generación Chile, scaduto ad aprile 2024;
- 51 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile emesso da Enel, scaduto a maggio 2024;
- 750 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel, scaduto a maggio 2024;
- 1.000 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International, scaduto a giugno 2024;
- 500 milioni di real brasiliani (equivalenti a 78 milioni di euro al 31 dicembre 2024), relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile emesso da Enel Distribuição Ceará, scaduto a maggio 2024;
- 350 milioni di real brasiliani (equivalenti a 55 milioni di euro al 31 dicembre 2024), relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile emesso da Enel Distribuição São Paulo, scaduto a maggio 2024;
- 370 milioni di real brasiliani (equivalenti a 58 milioni di euro al 31 dicembre 2024), relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile emesso da Enel Distribuição Ceará, scaduto a giugno 2024;
- 850 milioni di sterline inglesi (equivalenti a 1.028 milioni di euro al 31 dicembre 2024) relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International, scaduto ad agosto 2024;
- 250.000 milioni di pesos colombiani (equivalenti a 55 milioni di euro al 31 dicembre 2024) relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Colombia, scaduto ad agosto 2024;
- 225 milioni di franchi svizzeri (equivalenti a 240 milioni di euro al 31 dicembre 2024) relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International, scaduto a settembre 2024;
- 1.500 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 1.449 milioni di euro al 31 dicembre 2024) relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International, scaduto a settembre 2024;
- 1.250 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International e garantito da Enel, scaduto a settembre 2024;
- 1.000 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 966 milioni di euro al 31 dicembre 2024) relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance America a ottobre 2022 con scadenza ottobre 2027, ripagato anticipatamente nel mese di dicembre 2024.

Tra i principali rimborsi dei finanziamenti effettuati nell'esercizio si evidenziano:

- 200 milioni di euro relativi a linee di credito revolving sostenibile a tasso variabile di Enel SpA;
- 625 milioni di euro di finanziamenti, di cui 391 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili, da parte di società italiane del Gruppo;
- 871 milioni di euro relativi a finanziamenti di Endesa, di cui 679 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili;
- un controvalore di 572 milioni di euro relativo a finanziamenti bancari relativi a società sudamericane, di cui 93 milioni di euro relativi a finanziamenti sostenibili.

Le emissioni effettuate nel corso del 2024 sono relative a prestiti obbligazionari per un importo di 3.635 milioni di euro e a finanziamenti per 2.382 milioni di euro.

Di seguito le caratteristiche delle principali operazioni finanziarie effettuate nel corso del 2024 e convertite in euro al cambio del 31 dicembre 2024.

	Emittente	Data di emissione	Importo in milioni di euro	Valuta di emissione	Tasso di interesse	Tipologia tasso	Scadenza
Obbligazioni							
	Enel Finance International	23/01/2024	750	EUR	3,38%	Tasso fisso	23/07/2028
	Enel Finance International	23/01/2024	1.000	EUR	3,88%	Tasso fisso	23/01/2035
	Enel Finance International	26/06/2024	1.207	USD	5,13%	Tasso fisso	26/06/2029
	Enel Finance International	26/06/2024	724	USD	5,50%	Tasso fisso	26/06/2034
Totale obbligazioni			**3.681**				
Finanziamenti bancari							
	Enel Italia	26/04/2024	100	EUR	3,36%	Tasso fisso	26/04/2039
	e-distribuzione	19/12/2024	250	EUR	2,92%	Tasso fisso	19/12/2039
	Endesa	29/10/2024	125	EUR	Euribor 6M + 0,4%	Tasso variabile	17/12/2027
	Endesa	29/10/2024	250	EUR	Euribor 6M + 0,52%	Tasso variabile	31/10/2039
	Endesa	29/10/2024	200	EUR	Euribor 6M + 0,506%	Tasso variabile	31/10/2039
	Endesa	17/12/2024	225	EUR	Euribor 6M + 0,4%	Tasso variabile	17/12/2027
	Enel Chile	31/05/2024	277	USD	SOFR 3M + 0,75%	Tasso variabile	04/12/2037
	Enel Distribuição São Paulo	13/05/2024	70	USD	5,28%	Tasso fisso	13/05/2039
	Enel Colombia	19/02/2024	88	COP	IBR 1M + 2,96%	Tasso variabile	19/02/2031
	Enel Colombia	27/11/2024	102	COP	IBR O/N + 1,79%	Tasso variabile	28/11/2033
	Enel Colombia	27/11/2024	130	COP	IBR O/N + 1,79%	Tasso variabile	28/11/2033
Totale finanziamenti bancari			**1.817**				

Struttura del valore nominale dei finanziamenti a lungo termine post-copertura

La seguente tabella mostra gli effetti sulla struttura del valore nominale dei finanziamenti a lungo termine a valle delle coperture per la gestione del rischio di tasso di cambio:

	al 31.12.2024						al 31.12.2023					
Milioni di euro	Saldo contabile	Val ore nominale *ante* copertura	Impatto copertura del debito	Valore nominale post-copertura			Saldo contabile	Valore nominale *ante* copertura	Impatto copertura del debito	Valore nominale post-copertura		
Euro	**34.349**	**34.512**	**50,8%**	**22.443**	**56.955**	**83,8%**	**35.865**	**36.166**	**51,0%**	**21.862**	**58.028**	**81,9%**
Dollaro statunitense	25.103	25.343	37,3%	(19.122)	6.221	9,2%	24.601	24.847	35,1%	(17.850)	6.997	9,9%
Sterlina inglese	3.819	3.919	5,8%	(3.919)	-	-	4.612	4.720	6,7%	(4.720)	-	-
Peso colombiano	2.005	2.009	3,0%	-	2.009	3,0%	1.884	1.888	2,7%	-	1.888	2,7%
Real brasiliano	1.465	1.482	2,2%	870	2.352	3,5%	2.229	2.255	3,2%	1.047	3.302	4,7%
Franco svizzero	138	138	0,1%	(138)	-	-	382	382	0,5%	(382)	-	-
Peso cileno/UF	465	467	0,7%	(170)	297	0,4%	510	514	0,7%	-	514	0,7%
Altre valute	95	96	0,1%	36	132	0,1%	88	90	0,1%	43	133	0,2%
Totale valute non euro	**33.090**	**33.454**	**49,2%**	**(22.443)**	**11.011**	**16,2%**	**34.306**	**34.696**	**49,0%**	**(21.862)**	**12.834**	**18,1%**
TOTALE	**67.439**	**67.966**	**100,0%**	**-**	**67.966**	**100,0%**	**70.171**	**70.862**	**100,0%**	**-**	**70.862**	**100,0%**

L'ammontare dei finanziamenti a tasso variabile che non è oggetto di copertura del rischio di tasso di interesse rappresenta il principale elemento di rischio a causa del potenziale impatto negativo sul Conto economico, in termini di maggiori oneri finanziari, nel caso di un eventuale aumento del livello dei tassi di interesse di mercato. La seguente tabella mostra gli effetti sulla struttura del valore nominale dei finanziamenti a lungo termine a valle delle coperture per la gestione del rischio di tasso di interesse.

	2024				2023			
Milioni di euro	Valore nominale *ante* copertura	%	Valore nominale post-copertura	%	Valore nominale *ante* copertura	%	Valore nominale post-copertura	%
Tasso variabile	15.216	22,4%	10.732	15,8%	15.835	22,3%	12.472	17,6%
Tasso fisso	52.750	77,6%	57.234	84,2%	55.027	77,7%	58.390	82,4%
Totale	**67.966**		**67.966**		**70.862**		**70.862**	

Al 31 dicembre 2024 il 22,4% del valore nominale di finanziamenti a lungo termine è espresso a tassi variabili (22,3% al 31 dicembre 2023). Tenuto conto delle operazioni di copertura dal rischio tasso di interesse in hedge accounting, risultate efficaci in base a quanto previsto dagli IFRS-EU, l'esposizione al rischio tasso di interesse al 31 dicembre 2024 risulta pari a 15,8% del valore nominale di finanziamenti a lungo termine (17,6% al 31 dicembre 2023).

L'esposizione del valore nominale dei finanziamenti al lungo termine al rischio tasso di cambio e di interesse post-copertura è in linea con i limiti stabiliti nelle policy di risk management.

Indebitamento finanziario a lungo termine – Principali covenant

I principali debiti finanziari a lungo termine del Gruppo contengono i covenant tipici della prassi internazionale. Tali debiti sono rappresentati, in particolare, dalle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito dei programmi di Global/Euro Medium Term Notes, dalle emissioni di strumenti obbligazionari non convertibili, subordinati ibridi (i c.d. "Bond Ibridi") e dai finanziamenti concessi dalle banche e da altri istituti finanziari (tra cui la Banca Europea per gli Investimenti e Cassa Depositi e Prestiti SpA).

I principali covenant relativi alle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito dei programmi di Global/Euro Medium Term Notes di Enel ed Enel Finance International NV (inclusi i c.d. "green bonds" di Enel Finance International NV, garantiti da Enel SpA, utilizzati per finanziare i c.d. "eligible green projects" del Gruppo) e quelli relativi ai prestiti obbligazionari emessi da Enel Finance International NV sul mercato americano, garantiti da Enel SpA, possono essere riassunti come segue:

- clausole di "negative pledge", in base alle quali l'emittente e il garante non possono creare o mantenere in essere ipoteche, pegni o altri vincoli, su tutti

o parte dei propri beni o ricavi, a garanzia di determinati indebitamenti finanziari, a meno che gli stessi vincoli non siano estesi pariteticamente o pro quota ai prestiti obbligazionari in questione;
- clausole di "pari passu", in base alle quali i titoli obbligazionari e le relative garanzie costituiscono diretto, incondizionato e non garantito obbligo dell'emittente e del garante, sono senza preferenza tra loro e sono almeno allo stesso livello di "seniority" degli altri prestiti, non subordinati e non garantiti, presenti e futuri, dell'emittente e del garante;
- clausole di "cross default", in base alle quali, nel caso si verifichi un evento di inadempimento (superiore a specifiche soglie di rilevanza) su un determinato indebitamento finanziario dell'emittente o del garante e, in alcuni casi, delle società rilevanti, si verifica un inadempimento anche sui prestiti in questione che possono diventare immediatamente esigibili.

A partire dal 2019 Enel Finance International NV ha emesso sul mercato europeo (nell'ambito del programma di emissioni obbligazionarie Euro Medium Term Notes - EMTN) e sul mercato americano alcuni prestiti obbligazionari "sostenibili", garantiti da Enel SpA, legati al raggiungimento di alcuni degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite che contengono gli stessi covenant degli altri prestiti obbligazionari della stessa tipologia.
Inoltre, Enel Finance America LLC detiene un prestito obbligazionario "sostenibile" sul mercato americano, garantito da Enel SpA, della stessa tipologia.
I principali covenant relativi ai Bond Ibridi di Enel, inclusi i Bond Ibridi "perpetui" che prevedono l'obbligo di rimborso solo in caso di scioglimento o liquidazione della Società, possono essere riassunti come segue:
- clausole di subordinazione, in base alle quali ciascuno strumento obbligazionario ibrido è subordinato a tutte le altre emissioni obbligazionarie dell'emittente e ha un livello di "seniority" pari a quello degli altri strumenti finanziari ibridi emessi e superiore a quello degli strumenti di "equity";
- divieto di fusione con un'altra società e divieto di vendita o locazione di tutti o di una parte sostanziale dei propri asset a un'altra società, a meno che quest'ultima non subentri in tutte le obbligazioni in essere dell'emittente.

I principali covenant previsti nei contratti di finanziamento di Enel SpA ed Enel Finance International NV e delle altre società del Gruppo, inclusi i "Sustainability-Linked Loan" facility agreement sottoscritti da Enel SpA, possono essere riassunti come segue[113]:
- clausole di "negative pledge", in base alle quali il debitore e, in alcuni casi, il garante sono soggetti a limitazioni in merito alla creazione di diritti reali di garanzia o altri vincoli su tutti o parte dei rispettivi beni o attività, fatta eccezione per i vincoli espressamente ammessi;
- clausole sulle "disposals", in base alle quali il debitore e, in alcuni casi, il garante non possono compiere atti di disposizione dei propri beni o attività, fatta eccezione per gli atti di disposizione espressamente ammessi;
- clausole di "pari passu", in base alle quali gli impegni di pagamento del debitore hanno lo stesso livello di "seniority" degli altri suoi obblighi di pagamento non garantiti e non subordinati;
- clausole di "change of control" del debitore e, in alcuni casi, del garante, che potrebbero dare luogo alla rinegoziazione dei termini e delle condizioni dei finanziamenti o al rimborso anticipato obbligatorio dei prestiti concessi;
- clausole di "rating", che prevedono il mantenimento del rating del debitore o del garante al di sopra di determinati livelli;
- clausole di "cross default", in base alle quali, nel caso si verifichi un inadempimento (superiore a specifiche soglie di rilevanza) su un determinato indebitamento finanziario del debitore o, in alcuni casi, del garante, si verifica anche un inadempimento sui finanziamenti in questione che possono diventare immediatamente esigibili.

In alcuni casi, i covenant esaminati sono previsti anche a carico delle società rilevanti o delle società controllate dei soggetti obbligati. Tutti gli indebitamenti finanziari presi in considerazione prevedono gli "events of default" tipici della prassi internazionale, quali, per esempio, insolvenza, procedure concorsuali e cessazione dell'attività d'impresa.

Inoltre, si precisa che le garanzie rilasciate da Enel nell'interesse di e-distribuzione SpA, in relazione ad

113. Si fa presente che il finanziamento sustainability-linked sottoscritto il 30 settembre 2022 da Enel Finance America LLC in qualità di prenditore e da Enel SpA (in qualità di garante) con EKF Denmark's Export Credit Agency (in seguito confluita in Export and Investment Fund of Denmark, "EIFO") e Citi prevede alcuni impegni aggiuntivi, quali:
   - una clausola di "danno reputazionale", in base alla quale la banca finanziatrice può richiedere la cancellazione dell'impegno finanziario da essa assunto e il pagamento anticipato delle somme erogate, qualora si verifichi un danno accertato alla reputazione propria o di altri soggetti in conseguenza di sostanziali violazioni di talune normative;
   - l'impegno, anche del garante, ad assicurare il rispetto di determinate normative e standard ambientali e sociali.

alcuni contratti di finanziamento stipulati tra la stessa e-distribuzione SpA e Cassa Depositi e Prestiti SpA, prevedono che, al termine di ogni periodo semestrale di misurazione, l'indebitamento finanziario netto consolidato di Enel non ecceda 4,5 volte l'EBITDA consolidato su base annua.

Si fa infine presente che l'indebitamento di Endesa SA, Enel Américas SA ed Enel Chile SA e delle altre società controllate spagnole e latinoamericane (in particolare Enel Generación Chile SA) contiene i covenant e gli "events of default" tipici della prassi internazionale.

46.3.2 Finanziamenti a breve termine – *Euro 3.645 milioni*

Al 31 dicembre 2024 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 3.645 milioni di euro, registrando un decremento di 1.124 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2023, e sono dettagliati nella tabella che segue.

Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023	2024-2023
Debiti verso banche a breve termine	344	393	(49)
Commercial paper	2.406	2.499	(93)
Cash collateral e altri finanziamenti su derivati	732	1.383	(651)
Altri finanziamenti a breve termine	163	494	(331)
Totale finanziamenti a breve termine	**3.645**	**4.769**	**(1.124)**

I debiti rappresentati da commercial paper, pari a 2.406 milioni di euro, si riferiscono alle emissioni in capo a Enel Finance International ed Enel Finance America.

Tra i programmi di commercial paper si segnalano:
- 8.000 milioni di euro di Enel Finance International;
- 5.000 milioni di euro di Endesa;
- 5.000 milioni di dollari statunitensi, equivalenti a 4.829 milioni di euro al 31 dicembre 2024, di Enel Finance America.

Al 31 dicembre 2024 l'intero ammontare delle commercial paper è legato a obiettivi di sostenibilità.

Finanza con banche di sviluppo e agenzie di credito all'esportazione (ACE)

La finanza sostenibile si distingue per la sinergia fra capitale pubblico e privato. L'integrazione di queste due fonti di finanziamento permette di sviluppare soluzioni scalabili in grado di generare un valore economico significativo, soprattutto nei Paesi in via di sviluppo e nei mercati emergenti.

Enel ha ottenuto nuove forme di finanziamento con banche di sviluppo e agenzie di credito all'esportazione (ACE) attraverso transazioni che ambiscono a mobilitare capitale privato per lo sviluppo sostenibile, il cui valore complessivo ammonta a circa 10.000 milioni di euro, di cui circa il 50% nella forma sustainability-linked. Più in particolare, nel corso del 2024 il Gruppo ha siglato prestiti di tale natura per un totale di circa 1.000 milioni di euro. Tra le principali operazioni si evidenzia il finanziamento General Corporate Purpose e Sustainability-Linked per complessivi 286 milioni di dollari statunitensi, firmato con una agenzia di credito all'esportazione in favore di Enel Chile.

Finanza Green

Nel periodo 2017-2019, il Gruppo Enel ha emesso prestiti obbligazionari nella forma di Green Bond per un valore nozionale complessivo di 3.500 milioni di euro, dei quali 2.249 milioni di euro in essere al 31 dicembre 2024.

46.4 Derivati passivi

Per maggiori dettagli sui derivati passivi si prega di far riferimento alla nota 49 "Derivati ed hedge accounting".

46.5 Utili/(Perdite) netti

La tabella seguente presenta gli utili e le perdite netti divisi per categoria di strumento finanziario, a esclusione dei derivati.

Milioni di euro	2024		2023	
	Utili/(Perdite) netti	***di cui: (Impairment)/ Ripristini di impairment***	**Utili/(Perdite) netti**	***di cui: (Impairment)/ Ripristini di impairment***
Attività finanziarie al costo ammortizzato	**(1.128)**	***(1.388)***	**(1.112)**	***(1.320)***
Attività finanziarie al FVOCI				
Partecipazioni al FVOCI	-	-	-	-
Altre attività finanziarie al FVOCI	19	-	15	-
Totale attività finanziarie al FVOCI	**19**	**-**	**15**	**-**
Attività finanziarie al FVTPL				
Attività finanziarie al FVTPL	(23)	-	6	-
Attività designate alla rilevazione iniziale (fair value option)	-	-	-	-
Totale attività finanziarie al FVTPL	**(23)**	**-**	**6**	**-**
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	**(4.891)**	**-**	**(2.759)**	**-**
Passività finanziarie al FVTPL				
Passività finanziarie detenute per la negoziazione	-	-	-	-
Passività designate alla rilevazione iniziale (fair value option)	-	-	-	-
Totale passività finanziarie al FVTPL	**-**	**-**	**-**	**-**

Per maggiori dettagli sugli utili/(perdite) netti sui derivati, si prega di far riferimento alla nota 12 "Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati".

47. Risk management

Governance e obiettivi di gestione dei rischi finanziari

Il Gruppo Enel, nello svolgimento della propria attività industriale, è esposto a rischi di natura finanziaria quali il rischio di tasso di interesse, di commodity, di tasso di cambio, credito e controparte e di liquidità.

Come riportato nel capitolo "Risk Management" della Relazione sulla gestione, la governance adottata dal Gruppo per i rischi finanziari prevede la presenza di comitati di rischio, l'impiego di policy dedicate, metriche di misurazione e limiti operativi.

L'obiettivo primario di Enel è quello di mitigare opportunamente i rischi finanziari, affinché questi non comportino variazioni inattese dei risultati economici.

Nei paragrafi successivi verranno dettagliati i rischi di natura finanziaria sopra menzionati.

Rischio di tasso di interesse

Il rischio di tasso di interesse deriva principalmente dall'impiego di strumenti finanziari e si manifesta principalmente come variazione inattesa degli oneri relativi alle passività finanziarie, se indicizzati a tasso variabile e/o soggetti all'incertezza delle condizioni economiche nella negoziazione dei nuovi strumenti di debito, nonché come variazione inattesa del valore di strumenti finanziari valutati al fair value (quali il debito a tasso fisso).
Le principali passività finanziarie detenute dal Gruppo comprendono prestiti obbligazionari, finanziamenti bancari, debiti verso altri finanziatori, commercial paper, derivati, depositi in denaro ricevuti a garanzia di contratti commerciali o derivati (garanzie passive, cash collateral).
Il Gruppo gestisce il rischio di tasso di interesse principalmente attraverso la definizione di una struttura finanziaria ottimale con il duplice obiettivo di stabilizzazione

degli oneri e di contenimento del costo della provvista.
Tale obiettivo viene raggiunto sia attraverso la diversificazione del portafoglio di passività finanziarie, per tipologia contrattuale, durata e condizioni, sia modificando il profilo di rischio di specifiche esposizioni attraverso la stipula di contratti finanziari derivati OTC, principalmente interest rate swap e interest rate option. La scadenza del contratto derivato non eccede la scadenza della passività finanziaria sottostante cosicché ogni variazione del fair value e/o dei flussi di cassa attesi dell'uno bilancia la corrispondente variazione del fair value e/o dei flussi di cassa attesi dell'altra.
In alcuni casi residuali possono essere adottate tecniche di proxy hedging, qualora gli strumenti di copertura relativi ai fattori di rischio nativi non siano disponibili sul mercato o non siano sufficientemente liquidi.

Attraverso i contratti di interest rate swap, Enel concorda con la controparte di scambiare periodicamente i flussi di cassa relativi agli interessi a tasso variabile con quelli relativi agli interessi a tasso fisso, entrambi calcolati sul medesimo capitale nozionale di riferimento.

Nella tabella seguente viene fornito, alla data del 31 dicembre 2024 e del 31 dicembre 2023 il nozionale dei contratti derivati su tasso di interesse suddiviso per tipologia contrattuale:

	Valore nozionale	
Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Da variabile a fisso interest rate swap	6.875	5.996
Da fisso a variabile interest rate swap	828	1.386
Da variabile a variabile interest rate swap	556	644
Totale	**8.259**	**8.026**

Per maggiori dettagli sui derivati su tasso di interesse si prega di far riferimento alla nota 49 "Derivati ed hedge accounting".

Al 31 dicembre 2024 il 22,4% (22,3% al 31 dicembre 2023) del valore nominale dei finanziamenti a lungo termine è espresso a tassi variabili. Tenuto conto delle efficaci relazioni di copertura dei flussi finanziari connessi al rischio di tasso di interesse (in base a quanto previsto dagli IFRS-EU), il valore nozionale dei finanziamenti a lungo termine esposto al rischio tasso di interesse risulta pari al 15,8% al 31 dicembre 2024 (17,6% al 31 dicembre 2023).
Includendo i derivati su tassi di interesse trattati come coperture economiche non ammissibili all'hedge accounting, la percentuale del valore nominale dei finanziamenti a lungo termine esposto al rischio legato a tassi variabili rimane invariata.

Tali risultati sono in linea con i limiti stabiliti nelle policy di risk management.

Analisi di sensitività del tasso di interesse

Enel effettua l'analisi di sensitività attraverso la stima degli effetti sul valore delle poste di bilancio relative al portafoglio in strumenti finanziari derivanti da variazioni nel livello dei tassi di interesse.
In particolare, l'analisi di sensitività misura il potenziale impatto sul Conto economico e sul patrimonio netto di diversi scenari di mercato che determinerebbero la variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati e la variazione degli oneri finanziari relativi alla quota di indebitamento lordo non coperto.
Tali scenari di mercato sono ottenuti mediante la traslazione parallela, in aumento e in diminuzione di 25 punti base, della curva dei tassi di interesse di riferimento alla data di bilancio.
Non sono state introdotte modifiche né dei metodi né delle assunzioni utilizzate nell'analisi di sensitività rispetto al periodo precedente.
Mantenendo costanti tutte le altre variabili, il risultato prima delle imposte è impattato dalle variazioni nel livello dei tassi di interesse come segue.

	2024				
		Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
Milioni di euro	Punti base	Incremento punti base	Decremento punti base	Incremento punti base	Decremento punti base
Variazione degli oneri finanziari sul valore nozionale dei finanziamenti a lungo termine a tasso variabile dopo le coperture	25	27	(27)		
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	25	3	(3)		
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura					
Cash flow hedge	25			56	(56)
Fair value hedge	25	(4)	4		

Rischio di tasso di cambio

Il rischio di tasso di cambio si manifesta principalmente come variazioni inattese delle poste di bilancio derivanti da transazioni denominate in una valuta diversa dalla valuta di conto. Il Bilancio consolidato del Gruppo è inoltre soggetto al rischio traslativo come conseguenza della conversione dei bilanci delle controllate estere, denominati in valuta locale, in euro quale valuta di conto del Gruppo.

L'esposizione del Gruppo al rischio di tasso di cambio è legata in particolare alle operazioni di compravendita di combustibili ed energia, agli investimenti (flussi di cassa per costi capitalizzati), ai dividendi e alla compravendita di partecipazioni, ai rapporti commerciali e alle attività e passività finanziarie.

Le policy di Gruppo relative alla gestione del rischio di cambio prevedono la mitigazione degli effetti sul risultato economico delle variazioni del livello dei tassi di cambio, con l'esclusione degli effetti traslativi connessi al consolidamento contabile.

Al fine di minimizzare l'esposizione al rischio di tasso di cambio, Enel adotta strategie di diversificazione geografica delle fonti di ricavo e di costo, nonché formule di indicizzazione nei contratti commerciali, e stipula diverse tipologie di contratti derivati, tipicamente sul mercato Over the Counter (OTC).

I contratti derivati presenti nel portafoglio di strumenti finanziari del Gruppo sono cross currency interest rate swap, currency forward e currency swap. La scadenza di tali contratti non eccede la scadenza dello strumento sottostante cosicché ogni variazione del fair value e/o dei flussi di cassa attesi degli uni bilancia le corrispondenti variazioni del fair value e/o dei flussi di cassa attesi degli altri.

I cross currency interest rate swap consentono di trasformare una passività finanziaria a lungo termine, denominata in una divisa diversa da quella di conto, in un'equivalente passività finanziaria denominata nella divisa di conto.

I currency forward sono contratti con i quali le controparti concordano lo scambio bidirezionale di capitali denominati in divise diverse, a una determinata data futura e a un certo tasso di cambio (c.d. "strike"). Tali contratti possono prevedere la consegna effettiva del capitale scambiato (deliverable forward) o la corresponsione del differenziale generato dalla disuguaglianza tra il tasso di cambio strike e il livello del cambio prevalente sul mercato alla data di scadenza (non-deliverable forward). In quest'ultimo caso, il tasso di cambio strike e/o il tasso di cambio spot possono essere determinati come medie dei tassi osservati in un determinato periodo.

I currency swap sono contratti con i quali le controparti concordano due operazioni di segno opposto a differenti date future (tipicamente una a pronti e una a termine) che prevedono lo scambio di capitali denominati in divise diverse.

Nella seguente tabella viene fornito, alla data del 31 dicembre 2024 e del 31 dicembre 2023, il nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di posta coperta.

	Valore nozionale	
Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Cross currency interest rate swap (CCIRS) a copertura indebitamento in valuta	25.720	25.890
Contratti currency forward a copertura del rischio cambio commodity	3.795	6.496
Contratti currency forward/CCIRS a copertura di flussi futuri in valuta diversa dall'euro	1.818	3.134
Altri contratti forward	292	602
Totale	**31.625**	**36.122**

In particolare, si evidenziano:

- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 25.720 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento contratto in valuta (25.890 milioni di euro al 31 dicembre 2023);
- contratti currency forward e cross currency swap con un ammontare nozionale complessivo di 5.613 milioni di euro utilizzati per coprire il rischio cambio connesso alle attività di acquisto di commodity energetiche e metallifere, e ai flussi attesi in valute diverse dall'euro (9.630 milioni di euro al 31 dicembre 2023).

Nella voce "Altri contratti forward" sono ricomprese le operazioni in derivati OTC posti in essere al fine di mitigare il rischio di cambio relativo ai flussi attesi in valute diverse dalla moneta di conto. Questi contratti riguardano principalmente l'acquisizione di beni d'investimento, principalmente nel settore della generazione, nonché i costi operativi legati alla fornitura di servizi cloud.
Al 31 dicembre 2024 si rileva che il 49,2% (49,0% al 31 dicembre 2023) del valore nominale dei finanziamenti a lungo termine del Gruppo è espresso in divise diverse dall'euro.
Tenuto conto delle operazioni di copertura dal rischio di tasso di cambio, la percentuale del valore nominale di tali finanziamenti non coperta da tale rischio si attesta al 16,2% al 31 dicembre 2024 (18,1% al 31 dicembre 2023). Tali risultati sono in linea con i limiti stabiliti nelle policy di risk management.

Analisi di sensitività del rischio di tasso di cambio

Enel effettua l'analisi di sensitività attraverso la stima degli effetti sul valore delle poste di bilancio relative al portafoglio in strumenti finanziari derivanti da variazioni nel livello dei tassi di cambio.
In particolare, l'analisi di sensitività misura il potenziale impatto sul Conto economico e sul patrimonio netto di diversi scenari di mercato che determinerebbero la variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati e la variazione degli oneri finanziari relativi alla quota di indebitamento lordo di medio-lungo termine non coperto.
Tali scenari sono ottenuti mediante l'apprezzamento e il deprezzamento del tasso di cambio dell'euro verso il dollaro del 10% rispetto al valore rilevato alla data di bilancio.
Non sono state introdotte modifiche né dei metodi né delle assunzioni utilizzate nell'analisi di sensitività rispetto al periodo precedente.
Mantenendo costanti tutte le altre variabili, il risultato prima delle imposte è impattato dalle variazioni nel livello dei tassi di cambio come segue.

	2024				
	Incr./Decr. Euro/Dollaro	Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
Milioni di euro	USA	Appr. Euro	Depr. Euro	Appr. Euro	Depr. Euro
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	10%	412	(503)		
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura					
Cash flow hedge	10%			(2.728)	3.332
Fair value hedge	10%	(48)	58		

Rischio di prezzo delle commodity

Il rischio di oscillazione dei prezzi delle commodity energetiche, quali energia elettrica, gas, petrolio, CO_2 ecc. e delle materie prime, quali minerali e metalli, è generato dalla volatilità dei prezzi e dalle correlazioni strutturali tra essi esistenti, che rendono incerto il margine derivante dalle operazioni di compravendita di energia, combustibili e materiali a prezzo variabile (per esempio, contratti bilaterali indicizzati, operazioni sul mercato spot ecc.).
Nel 2024, i prezzi delle commodity power e gas in Europa hanno avuto un andamento crescente con il perdurare dei conflitti russo-ucraino e israelo-palestinese. Ciò nonostante, l'adozione di strategie globali e locali per la gestione del rischio, quali per esempio contrattualizzazione anticipata, elasticità nelle clausole contrattuali e tecniche di proxy hedging (nel caso in cui gli strumenti derivati di copertura non siano disponibili sul mercato o non siano sufficientemente liquidi), ha consentito di ottimizzare i risultati anche in un contesto di mercato altamente dinamico.
Enel ha registrato nel corso dell'anno qualche superamento locale dei limiti di rischio per le commodity energetiche, che ha tempestivamente contenuto grazie a un'attenta attività di gestione e mitigazione del rischio.
Le esposizioni derivanti dai contratti indicizzati sono

determinate attraverso la scomposizione delle formule contrattuali nei fattori di rischio sottostanti.
Per contenere gli effetti delle oscillazioni e stabilizzare il margine in conformità con le policy e i limiti operativi definiti dalla governance di Gruppo, garantendo un adeguato margine di flessibilità per cogliere eventuali opportunità nel breve termine, Enel elabora e pianifica sia strategie che intervengono nelle varie fasi del processo industriale legato alla produzione e vendita di energia e di gas (quali l'approvvigionamento anticipato e gli accordi commerciali a lungo termine), sia piani e tecniche di mitigazione del rischio tramite l'utilizzo di contratti derivati (hedging).

In relazione all'energia venduta, il Gruppo ricorre prevalentemente alla stipula di contratti a prezzo fisso, attraverso accordi bilaterali fisici (per esempio, Power Purchase Agreement (PPA) ecc.) e contratti finanziari (per esempio, contratti per differenza, Virtual Power Purchase Agreement (VPP) ecc.) nei quali le differenze sono regolate a favore della controparte, nel caso il prezzo di mercato dell'energia superi il prezzo strike, e a favore di Enel, nel caso contrario.

La tabella di seguito riportata mostra le principali caratteristiche dei contratti PPA e VPP al 31 dicembre 2024.

			Al 31.12.2024			
Paese	**Tipologia di contratto**	**Sell/Buy**	**Termini contrattuali di prezzo**	**Volume di energia contrattata (GWh)**	**Durata (anni)**	**Trattamento contabile**
Italia	PPA	Buy	prezzo fisso	460,6	1-3	FVTPL
Italia	PPA	Buy	prezzo variabile	722,5	1-3	FVTPL
Italia	PPA	Buy	prezzo fisso	363,9	10	Own Use Exemption
Italia	VPPA	Sell	prezzo fisso	1.350,0	3	CFH
Italia	VPPA	Sell	prezzo fisso	600,0	3	CFH
Iberia	VPPA	Buy	prezzo fisso	22,0	9	FVTPL
Iberia	VPPA	Buy	prezzo fisso	20.926,0	15	CFH
Iberia	VPPA	Sell	prezzo fisso	15.860,0	18	CFH
Germania	VPPA	Buy	prezzo variabile	119,2	1-2	FVTPL
Stati Uniti	VPPA	Sell	prezzo fisso	59,4	10-22	CFH
Stati Uniti	VPPA	Buy	prezzo fisso	18,0	8-12	FVTPL
Stati Uniti	VPPA	Sell	prezzo fisso	19,1	8-15	FVTPL
Stati Uniti	VPPA	Sell	prezzo fisso	2,1	12-20	Own Use Exemption
Stati Uniti	PPA	Sell	prezzo fisso	0,6	12	CFH
Stati Uniti	PPA	Sell	prezzo fisso	5,7	12	FVTPL
Stati Uniti	PPA	Sell	prezzo fisso	168,6	10-30	Own Use Exemption
Stati Uniti	PPA	Sell	prezzo variabile	5,3	19	Own Use Exemption
Sudafrica	PPA	Sell	prezzo fisso	0,5	10-21	Own Use Exemption
Brasile	PPA	Sell	prezzo fisso	76.048,0	1-20	Own Use Exemption
Brasile	PPA	Buy	prezzo fisso	56.351,0	1-15	Own Use Exemption
Cile	PPA	Sell	prezzo fisso	287.797,0	5-15	Own Use Exemption
Cile	VPPA	Sell	prezzo fisso	29.379,1	4-10	Own Use Exemption
Cile	VPPA	Buy	prezzo fisso	34.527,0	5-15	Own Use Exemption
Colombia	PPA	Sell	prezzo fisso	34.572,2	1-15	Own Use Exemption
Colombia	PPA	Sell	prezzo variabile	315,3	1-9	Own Use Exemption
Colombia	PPA	Buy	prezzo fisso	57.586,0	1-14	Own Use Exemption
Guatemala	VPPA	Sell	prezzo fisso	2.836,3	1-7	Own Use Exemption
Guatemala	VPPA	Sell	prezzo variabile	651,2	1	Own Use Exemption
Panama	PPA	Sell	prezzo fisso	4.206,9	3-7	Own Use Exemption
Panama	PPA	Buy	prezzo fisso	100,7	3-7	Own Use Exemption
Costa Rica	PPA	Sell	prezzo fisso	313,4	3-6	Own Use Exemption

L'esposizione residua, derivante dalle vendite di energia sul mercato spot, non coperte dai suddetti contratti, è aggregata per fattori di rischio omogenei che possono essere gestiti attraverso operazioni di copertura sul mercato. Per i portafogli industriali sono adottate tecniche di proxy hedging qualora gli strumenti di copertura relativi ai particolari fattori di rischio che generano l'esposizione non siano disponibili sul mercato o non siano sufficientemente liquidi. Inoltre, Enel applica tecniche di portfolio hedging per valutare opportunità di netting fra esposizioni infragruppo.
Gli strumenti di copertura utilizzati dal Gruppo sono prevalentemente contratti derivati plain vanilla (in particolare, forward, swap, future e contratti per differenza). Alcuni di questi prodotti possono essere indicizzati a sottostanti diversi (prevalentemente energia elettrica gas, petrolio e CO_2) e le formule possono essere studiate e adattate a seconda delle esigenze specifiche. Enel inoltre svolge attività di proprietary trading con l'obiettivo di presidiare i mercati delle commodity energetiche di riferimento per il Gruppo. Tale attività consiste nell'assunzione di esposizioni sulle commodity energetiche (prodotti petroliferi, gas, certificati CO_2 ed energia elettrica) attraverso strumenti finanziari derivati e contratti fisici scambiati su mercati regolamentati e Over the Counter (OTC), ottimizzando il profitto grazie a operazioni effettuate sulla base delle aspettative di evoluzione dei mercati, sempre rispettando i limiti prefissati dalle analisi di rischiosità del portafoglio.

La seguente tabella espone il valore nozionale delle transazioni outstanding al 31 dicembre 2024 e al 31 dicembre 2023, suddiviso per tipologia di strumento.

	Valore nozionale	
Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Contratti forward e future	48.608	44.307
Swap	6.024	7.694
Opzioni	1.464	1.407
Totale	**56.096**	**53.408**

Per maggiori dettagli si prega di far riferimento alla nota 49 "Derivati ed hedge accounting".

Analisi di sensitività del rischio di prezzo delle commodity

La seguente tabella presenta l'analisi di sensitività a cambiamenti ragionevolmente possibili nei prezzi delle commodity sottostanti il modello di valutazione considerati nello scenario alla stessa data, mantenendo tutte le altre variabili costanti.
L'impatto sul risultato prima delle imposte, in caso di un incremento del 15% e di un decremento del 15% dei prezzi delle commodity principali che compongono gli scenari dei combustibili e il paniere delle formule utilizzate nei contratti, è dovuto principalmente alla variazione del prezzo dell'energia, dei prodotti petroliferi e del gas. L'impatto sul patrimonio netto, applicando gli stessi shift sulla curva dei prezzi, è dovuto principalmente alla variazione del prezzo dell'energia elettrica e del gas. L'esposizione del Gruppo a variazioni dei prezzi delle altre commodity non è materiale.

	2024				
		Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
Milioni di euro	Prezzo commodity	Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variazioni nel fair value dei derivati su commodity di trading	15%	(156)	178	-	-
Variazioni nel fair value dei derivati su commodity designati come strumenti di copertura	15%	(16)	9	(249)	257

Credito e Controparte

Le operazioni commerciali, su commodity e di natura finanziaria espongono il Gruppo al rischio di credito, ovvero all'eventualità che un peggioramento del merito creditizio delle controparti o l'inadempimento degli obblighi contrattuali di pagamento determini l'interruzione dei flussi di cassa in entrata e l'aumento dei costi di incasso (rischio di regolamento), nonché minori flussi di ricavi dovuti alla sostituzione di operazioni origi-

narie con analoghe negoziate a condizioni di mercato sfavorevoli (rischio di sostituzione). Si può incorrere inoltre in rischi reputazionali ed economici derivanti da un'esposizione significativa verso una singola controparte, gruppi di clienti correlati o controparti operanti nello stesso settore ovvero appartenenti alla stessa area geografica.

Pertanto, l'esposizione al rischio di credito e controparte è riconducibile alle seguenti tipologie di operatività:

- vendita e distribuzione di energia elettrica e gas nei mercati liberi e regolamentati e fornitura di beni e servizi (crediti commerciali verso terzi);
- attività di negoziazione che comportano uno scambio fisico od operazioni su strumenti finanziari (portafoglio commodity);
- attività di negoziazione di strumenti derivati, depositi bancari e più in generale di strumenti finanziari (portafoglio finanziario).

Allo scopo di perseguire la minimizzazione del rischio di credito e controparte, la gestione e il controllo delle esposizioni creditizie vengono effettuati a livello di Regione, Paese e Linea di Business Globale da unità organizzative diverse, assicurando in tal modo la necessaria segregazione tra attività di gestione e di controllo del rischio. Il monitoraggio dell'esposizione consolidata viene assicurato dalla Holding.
Inoltre, a livello di Gruppo è prevista, in tutte le principali Regioni, Paesi e Linee di Business Globali e a livello consolidato, l'applicazione di criteri omogenei per la misurazione, il monitoraggio e il controllo delle esposizioni creditizie commerciali, al fine di identificare tempestivamente i fenomeni degenerativi della qualità dei crediti in essere e delle eventuali azioni di mitigazione da implementare.
La politica di gestione del rischio di credito e controparte derivante da attività commerciali, prevede la valutazione preliminare del merito creditizio delle controparti e l'adozione di strumenti di mitigazione quali l'acquisizione di garanzie reali o personali.
Inoltre, il Gruppo pone in essere operazioni di cessione dei crediti senza rivalsa (pro soluto), che danno luogo all'integrale eliminazione dal bilancio delle corrispondenti attività oggetto di cessione, essendo stati ritenuti trasferiti i rischi e i benefíci a esse connessi.
Con riferimento all'operatività finanziaria e su commodity, la mitigazione del rischio è perseguita attraverso un sistema di valutazione delle controparti omogeneo a livello di Gruppo, implementato anche a livello di Regione/Paese/Linea di Business Globale, nonché l'adozione di specifici framework contrattuali standardizzati che prevedono clausole di mitigazione del rischio (per esempio, netting) ed eventualmente lo scambio di cash collateral.
Nel corso del 2024, dopo un peggioramento nei primi mesi delle curve di incasso su alcuni segmenti di clientela, si è registrato un progressivo recupero con un graduale allineamento all'anno precedente. Il portafoglio di Gruppo ha dimostrato, anche questo anno, resilienza al contesto macroeconomico anche grazie a un rafforzamento dei processi di collection (digitalizzazione canali di incasso, digitalizzazione notifiche, concessione di piani di rientro) e a una diversificazione della customer base.

Crediti finanziari

Milioni di euro	al 31.12.2024				
Staging	**Base per la rilevazione del fondo perdite attese**	**Loss rate medio (PD*LGD)**	**Valore contabile lordo**	**Fondo perdite attese**	**Valore netto**
Performing	12 m ECL	4,7%	6.240	292	5.948
Underperforming	Lifetime ECL	1,2%	166	2	164
Non-performing	Lifetime ECL	5,9%	370	22	348
Totale			**6.776**	**316**	**6.460**

Attività derivanti dai contratti con i clienti, crediti commerciali e altri crediti: valutazione individuale

	al 31.12.2024			
Milioni di euro	Loss rate medio (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore netto
Attività da contratti con i clienti	**-**	**98**	**-**	**98**
Crediti commerciali				
Crediti commerciali non scaduti	0,5%	6.654	31	6.623
Crediti commerciali scaduti:				
- 1-30 giorni	1,4%	218	3	215
- 31-60 giorni	12,7%	63	8	55
- 61-90 giorni	2,2%	45	1	44
- 91-120 giorni	4,4%	45	2	43
- 121-150 giorni	7,4%	27	2	25
- 151-180 giorni	12,1%	33	4	29
- più di 180 giorni (credit impaired)	86,8%	1.424	1.236	188
Totale crediti commerciali		**8.509**	**1.287**	**7.222**
Altri crediti				
Altri crediti non scaduti	2,3%	1.663	38	1.625
Altri crediti scaduti:				
- 1-30 giorni	-	2	-	2
- 31-60 giorni	-	1	-	1
- 61-90 giorni	-	-	-	-
- 91-120 giorni	-	-	-	-
- 121-150 giorni	-	-	-	-
- 151-180 giorni	-	7	2	5
- più di 180 giorni (credit impaired)	28,8%	104	30	74
Totale altri crediti		**1.777**	**70**	**1.707**
TOTALE		**10.384**	**1.357**	**9.027**

	al 31.12.2023			
Milioni di euro	Loss rate medio (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore netto
Attività da contratti con i clienti	**-**	**83**	**-**	**83**
Crediti commerciali				
Crediti commerciali non scaduti	0,5%	6.225	32	6.193
Crediti commerciali scaduti:				
- 1-30 giorni	2,0%	350	7	343
- 31-60 giorni	1,9%	103	2	101
- 61-90 giorni	5,3%	38	2	36
- 91-120 giorni	12,2%	41	5	36
- 121-150 giorni	13,2%	53	7	46
- 151-180 giorni	8,2%	49	4	45
- più di 180 giorni (credit impaired)	83,9%	1.474	1.236	238
Totale crediti commerciali		**8.333**	**1.295**	**7.038**
Altri crediti				
Altri crediti non scaduti	0,4%	1.690	7	1.683
Altri crediti scaduti:				
- 1-30 giorni	-	25	-	25
- 31-60 giorni	-	-	-	-
- 61-90 giorni	-	-	-	-
- 91-120 giorni	-	-	-	-
- 121-150 giorni	-	2	-	2
- 151-180 giorni	-	-	-	-
- più di 180 giorni (credit impaired)	2,7%	75	2	73
Totale altri crediti		**1.792**	**9**	**1.783**
TOTALE		**10.208**	**1.304**	**8.904**

Attività derivanti dai contratti con i clienti, crediti commerciali e altri crediti: valutazione collettiva

Milioni di euro	al 31.12.2024 Loss rate medio (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore netto
Attività da contratti con i clienti	**2,2%**	**139**	**3**	**136**
Crediti commerciali				
Crediti commerciali non scaduti	3,1%	6.064	190	5.874
Crediti commerciali scaduti:				
- 1-30 giorni	4,1%	801	33	768
- 31-60 giorni	22,5%	187	42	145
- 61-90 giorni	35,7%	115	41	74
- 91-120 giorni	40,7%	118	48	70
- 121-150 giorni	30,6%	85	26	59
- 151-180 giorni	48,4%	95	46	49
- più di 180 giorni (credit impaired)	55,0%	3.730	2.050	1.680
Totale crediti commerciali		**11.195**	**2.476**	**8.719**
Altri crediti				
Altri crediti non scaduti	0,4%	260	1	259
Altri crediti scaduti:				
- 1-30 giorni	3,0%	33	1	32
- 31-60 giorni	-	-	-	-
- 61-90 giorni	-	-	-	-
- 91-120 giorni	-	-	-	-
- 121-150 giorni	-	-	-	-
- 151-180 giorni	-	-	-	-
- più di 180 giorni (credit impaired)	100,0%	1	1	-
Totale altri crediti		**294**	**3**	**291**
TOTALE		**11.628**	**2.482**	**9.146**

Milioni di euro	al 31.12.2023 Loss rate medio (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore netto
Attività da contratti con i clienti	**1,3%**	**150**	**2**	**148**
Crediti commerciali				
Crediti commerciali non scaduti	2,9%	8.322	239	8.083
Crediti commerciali scaduti:				
- 1-30 giorni	2,6%	802	21	781
- 31-60 giorni	44,3%	70	31	39
- 61-90 giorni	19,5%	210	41	169
- 91-120 giorni	25,8%	132	34	98
- 121-150 giorni	50,8%	132	67	65
- 151-180 giorni	52,9%	119	63	56
- più di 180 giorni (credit impaired)	57,9%	3.428	1.984	1.444
Totale crediti commerciali		**13.215**	**2.480**	**10.735**
Altri crediti				
Altri crediti non scaduti	-	604	-	604
Altri crediti scaduti:				
- 1-30 giorni	66,7%	3	2	1
- 31-60 giorni	-	-	-	-
- 61-90 giorni	-	-	-	-
- 91-120 giorni	-	-	-	-
- 121-150 giorni	-	-	-	-
- 151-180 giorni	-	2	-	2
- più di 180 giorni (credit impaired)	50,0%	2	1	1
Totale altri crediti		**611**	**3**	**608**
TOTALE		**13.976**	**2.485**	**11.491**

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità si manifesta come incertezza sulla capacità del Gruppo di adempiere alle proprie obbligazioni, associate a passività finanziarie che sono regolate tramite la cassa o altre attività finanziarie.
La politica di gestione del rischio di liquidità di Enel è finalizzata al mantenimento di disponibilità liquide sufficienti a fronteggiare gli impegni attesi per un determinato orizzonte temporale senza far ricorso a ulteriori fonti di finanziamento, nonché al mantenimento di una riserva prudenziale di liquidità, sufficiente a far fronte a eventuali impegni inattesi.
Inoltre, al fine di rispettare gli impegni di medio e lungo termine, Enel persegue una strategia di gestione dell'indebitamento che prevede una struttura diversificata delle fonti di finanziamento, cui ricorre per la copertura dei propri fabbisogni finanziari, e un profilo di scadenze equilibrato.
Nel breve termine, il rischio di liquidità è mitigato garantendo un adeguato livello di risorse incondizionatamente disponibili, ivi comprese le disponibilità di cassa e i depositi a breve termine, le linee di credito committed disponibili e il portafoglio di attività altamente liquide.
Nel lungo termine, il rischio di liquidità è mitigato garantendo un profilo equilibrato di scadenze del debito e l'accesso a diverse fonti di finanziamento in termini di mercati, valute e controparti.
La mitigazione del rischio di liquidità consente al Gruppo di mantenere un profilo di merito creditizio che garantisce l'accesso al mercato dei capitali e limiti il costo delle fonti di finanziamento, con conseguenti effetti positivi sulla sua situazione economica, patrimoniale e finanziaria. Nel corso del 2024 il profilo di rischio di Enel ha subíto variazioni rispetto a dicembre 2023: per Moody's passando da "Baa1" con outlook negativo a "Baa1" con outlook stabile, mentre si conferma Fitch a "BBB+" con outlook stabile e Standard & Poor's a "BBB" con outlook stabile.

Infine, per garantire una efficiente gestione della liquidità, l'attività di tesoreria è in larga parte accentrata a livello di Holding, provvedendo al fabbisogno di liquidità primariamente con i flussi di cassa generati dalla gestione ordinaria e assicurando un'opportuna gestione delle eventuali eccedenze.

Per far fronte a esigenze di liquidità, il Gruppo ha a disposizione le seguenti linee di credito e commercial paper non utilizzate.

	al 31.12.2024		al 31.12.2023	
Milioni di euro	**Con scadenza entro un anno**	**Con scadenza oltre un anno**	**Con scadenza entro un anno**	**Con scadenza oltre un anno**
Linee di credito committed	374	19.386	823	19.040
Linee di credito uncommitted	941	-	734	-
Commercial paper	15.423	-	15.027	-
Totale	**16.738**	**19.386**	**16.584**	**19.040**

Analisi delle scadenze

La tabella seguente riassume il profilo temporale del piano di rimborsi dell'indebitamento finanziario lordo a lungo e a breve termine del Gruppo al 31 dicembre 2024.

	Quota con scadenza nel						
Milioni di euro	Meno di tre mesi	Tra tre mesi e un anno	2026	2027	2028	2029	Oltre
Indebitamento finanziario lordo a lungo termine							
Obbligazioni:							
- tasso fisso quotate	983	2.475	3.913	3.818	1.754	2.907	10.782
- tasso variabile quotate	-	315	368	203	105	290	475
- tasso fisso non quotate	-	1.448	1.208	1.659	2.169	1.962	10.435
- tasso variabile non quotate	-	97	97	97	-	-	40
Totale obbligazioni	**983**	**4.335**	**5.586**	**5.777**	**4.028**	**5.159**	**21.732**
Finanziamenti bancari:							
- tasso fisso	59	175	417	755	1.023	129	907
- tasso variabile	185	1.323	2.550	1.423	1.553	908	5.072
- uso linee di credito revolving	-	-	-	-	18	-	-
Totale finanziamenti bancari	**244**	**1.498**	**2.967**	**2.178**	**2.594**	**1.037**	**5.979**
Leasing:							
- tasso fisso	93	213	287	230	182	139	1.748
- tasso variabile	3	9	9	3	3	5	7
Totale leasing	**96**	**222**	**296**	**233**	**185**	**144**	**1.755**
Altri finanziamenti non bancari[1]:							
- tasso fisso	19	42	66	38	14	15	217
- tasso variabile	-	-	13	17	13	8	13
Totale altri finanziamenti non bancari	**19**	**42**	**79**	**55**	**27**	**23**	**230**
Totale indebitamento finanziario lordo a lungo termine	**1.342**	**6.097**	**8.928**	**8.243**	**6.834**	**6.363**	**29.696**
Indebitamento finanziario lordo a breve termine							
Debiti verso banche a breve termine	61	283	-	-	-	-	-
Commercial paper	2.406	-	-	-	-	-	-
Cash collateral su derivati e altri finanziamenti	732	-	-	-	-	-	-
Altri debiti finanziari a breve termine[2]	162	15	-	-	-	-	-
Totale indebitamento finanziario lordo a breve termine	**3.361**	**298**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
TOTALE INDEBITAMENTO FINANZIARIO LORDO	**4.703**	**6.395**	**8.928**	**8.243**	**6.834**	**6.363**	**29.696**

(1) Include gli "Altri debiti finanziari non correnti inclusi nell'indebitamento finanziario netto" ricompresi nella voce "Altre passività finanziarie non correnti" dello Stato patrimoniale.

(2) Include gli "Altri debiti finanziari correnti inclusi nell'indebitamento finanziario netto" ricompresi nelle "Altre passività finanziarie correnti" dello Stato patrimoniale.

Impegni per l'acquisto delle commodity

Nel corso dello svolgimento del proprio business il Gruppo Enel ha sottoscritto contratti per l'acquisto di una specifica quantità di commodity a una certa data futura ma aventi le caratteristiche di uso proprio per poter rientrare nella cosiddetta "own use exemption" prevista dall'IFRS 9.

La seguente tabella riporta l'analisi dei flussi di cassa non attualizzati in relazione agli impegni outstanding al 31 dicembre 2024.

Milioni di euro	al 31.12.2024	2024-2027	2028-2032	2033-2037	Oltre
Impegni per acquisti di commodity:					
- energia elettrica	56.438	18.947	15.289	12.478	9.724
- combustibili	44.008	23.984	12.706	6.297	1.021
Totale	**100.446**	**42.931**	**27.995**	**18.775**	**10.745**

48. Compensazione di attività e passività finanziarie

Si fa presente che al 31 dicembre 2024 non sono presenti posizioni compensate tra le attività e le passività iscritte in bilancio in quanto la policy adottata dal Gruppo Enel non prevede la regolazione netta delle attività e passività finanziarie.

49. Derivati ed hedge accounting

Le tabelle seguenti espongono il valore nozionale e il fair valute dei derivati attivi e passivi, qualificati come strumenti di copertura o valutati al FVTPL, classificati in base alla tipologia di relazione di copertura e di rischio coperto e suddivisi in correnti e non correnti.

Il valore nozionale di un contratto derivato è l'ammontare in base al quale i flussi di cassa sono scambiati. Questo importo può essere espresso sia in termini di valore monetario sia in termini di quantità (quali, per esempio, tonnellate convertite in euro moltiplicando il valore nozionale per il prezzo fissato). Gli importi denominati in valute diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando i tassi di cambio ufficiali di fine periodo forniti da World Markets Refinitiv (WMR) Company.

	Non correnti				Correnti			
	Nozionale		Fair value		Nozionale		Fair value	
Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2023
DERIVATI ATTIVI								
Derivati di fair value hedge:								
- tassi	468	556	54	101	-	-	-	-
- cambi	374	90	49	12	162	-	18	-
Totale	**842**	**646**	**103**	**113**	**162**	**-**	**18**	**-**
Derivati di cash flow hedge:								
- tassi	3.236	4.090	107	174	765	54	3	1
- cambi	13.903	11.060	1.331	1.007	3.971	4.393	246	145
- commodity	1.348	4.094	336	883	3.902	5.560	452	1.818
Totale	**18.487**	**19.244**	**1.774**	**2.064**	**8.638**	**10.007**	**701**	**1.964**
Derivati di trading:								
- tassi	10	-	-	-	-	-	-	-
- cambi	-	84	-	1	713	1.734	23	24
- commodity	817	858	124	205	20.202	17.511	2.770	4.419
- altro	137	-	2	-	-	-	-	-
Totale	**964**	**942**	**126**	**206**	**20.915**	**19.245**	**2.793**	**4.443**
TOTALE DERIVATI ATTIVI	**20.293**	**20.832**	**2.003**	**2.383**	**29.715**	**29.252**	**3.512**	**6.407**

	Non correnti				Correnti			
	Nozionale		Fair value		Nozionale		Fair value	
Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2023
DERIVATI PASSIVI								
Derivati di fair value hedge:								
- tassi	675	675	16	27	-	554	-	17
- cambi	605	929	12	78	-	-	-	-
Totale	**1.280**	**1.604**	**28**	**105**	**-**	**554**	**-**	**17**
Derivati di cash flow hedge:								
- tassi	2.955	1.897	116	91	50	100	-	-
- cambi	9.126	11.173	1.607	1.830	1.456	4.785	105	332
- commodity	3.738	3.075	1.031	1.143	4.056	4.696	631	1.627
Totale	**15.819**	**16.145**	**2.754**	**3.064**	**5.562**	**9.581**	**736**	**1.959**
Derivati di trading:								
- tassi	-	-	-	-	100	100	29	29
- cambi	4	67	-	1	1.311	1.807	36	28
- commodity	760	921	133	203	21.273	16.693	2.783	4.428
Totale	**764**	**988**	**133**	**204**	**22.684**	**18.600**	**2.848**	**4.485**
TOTALE DERIVATI PASSIVI	**17.863**	**18.737**	**2.915**	**3.373**	**28.246**	**28.735**	**3.584**	**6.461**

49.1 Derivati designati come strumenti di copertura

I contratti derivati sono inizialmente rilevati al fair value alla data di stipula e successivamente aggiornati al fair value in ogni chiusura di bilancio. Il trattamento contabile degli utili e delle perdite dipende dalla designazione del derivato come strumento di copertura e, in tal caso, dalla natura dell'elemento coperto.
L'hedge accounting è applicato ai derivati utilizzati per la gestione dei rischi di tasso di interesse, cambio e prezzo delle commodity (inclusi i Virtual PPA) se soddisfano tutti i requisiti previsti dall'IFRS 9.
Alla data di avvio della copertura (inception), il Gruppo documenta la relazione di copertura, specificando gli strumenti di copertura, gli elementi coperti, la strategia e gli obiettivi di risk management. Il Gruppo valuta e documenta regolarmente l'efficacia della copertura, assicurandosi che gli strumenti utilizzati compensino adeguatamente le variazioni di fair value e dei flussi di cassa degli elementi coperti.

Per le transazioni altamente probabili designate in una relazione di cash flow hedge, il Gruppo verifica e documenta la probabilità dell'operazione e il relativo impatto sul Conto economico.

In base al rischio da coprire, il Gruppo designa i derivati nelle seguenti relazioni di copertura:
- fair value hedge;
- cash flow hedge.

Per ulteriori dettagli sui rischi finanziari connessi agli strumenti derivati, si rimanda alla nota 47 "Risk management".

Affinché una copertura sia considerata efficace, devono essere soddisfatti i seguenti requisiti:
- esistenza di una relazione economica tra lo strumento di copertura e l'elemento coperto;
- il rischio di credito delle controparti non deve prevalere sulle variazioni di valore della relazione economica;
- l'hedge ratio al momento della designazione deve essere coerente con quello utilizzato per la gestione del rischio, ossia riflettere la quantità dell'elemento coperto effettivamente coperta e la quantità dello strumento di copertura utilizzato.

Il Gruppo verifica l'esistenza di una relazione economica tra strumento di copertura ed elemento coperto attraverso:
- analisi qualitativa, se il rischio sottostante è lo stesso per entrambi;

- analisi quantitativa (per esempio, regressione lineare), se il rischio sottostante differisce, per dimostrare l'efficacia della copertura.

Per le coperture su commodity, la relazione economica è valutata mediante una matrice di ranking, che classifica i derivati standard disponibili in base alla loro efficacia nel ridurre il rischio di prezzo.
Per mitigare il rischio di credito, il Gruppo valuta l'esistenza di strumenti di protezione come garanzie, clausole di break-up e master netting agreement.
Il Gruppo ha adottato un hedge ratio di 1:1 per tutte le coperture, inclusi i derivati su commodity, garantendo che il rischio sottostante del derivato di copertura coincida con quello dell'elemento coperto, minimizzando l'inefficacia.
L'inefficacia della copertura è valutata mediante:

- analisi qualitativa, se i termini chiave dell'elemento coperto e dello strumento di copertura coincidono e non emergono altre fonti di inefficacia, incluso il credit risk adjustment del derivato;
- analisi quantitativa (metodo del dollar offset), se esistono discrepanze nei termini contrattuali o altre fonti di inefficacia. Questo metodo confronta le variazioni di fair value dello strumento di copertura e di un derivato ipotetico dal momento della designazione fino alla data di riferimento del bilancio.

Le principali cause di inefficacia includono:

- differenze di base, se i flussi di cassa o il fair value dell'elemento coperto dipendono da variabili diverse rispetto allo strumento di copertura;
- differenze di timing, se la copertura e l'elemento coperto hanno scadenze diverse;
- disallineamento quantitativo, se le quantità o il valore nozionale dello strumento di copertura e dell'elemento coperto non coincidono;
- esposizione a rischi non coperti, se la variazione del fair value di uno dei due elementi dipende da un rischio diverso;
- rischio di credito, se il rischio di credito della controparte incide in modo differente sul valore degli strumenti coinvolti.

Fair value hedge

Il fair value hedge è utilizzato per coprire le variazioni del valore di attività o passività derivanti da un rischio specifico che impatta il Conto economico.
Le variazioni di fair value dei derivati designati come strumenti di copertura sono contabilizzate a Conto economico, coerentemente con quelle dell'elemento coperto attribuibili al rischio designato.

Se la copertura non soddisfa più i criteri per l'hedge accounting, l'adeguamento del valore dell'elemento coperto è ammortizzato lungo la sua vita residua mediante il metodo del tasso di interesse effettivo.

Cash flow hedge

Il cash flow hedge protegge il Gruppo dal rischio di variazione dei flussi finanziari attesi derivanti da un'attività, passività o transazione prevista altamente probabile che può impattare il Conto economico.
La parte efficace delle variazioni di fair value dei derivati designati è rilevata tra le altre componenti del Conto economico complessivo (OCI).
La parte inefficace è riconosciuta immediatamente a Conto economico.
Gli importi accumulati nel patrimonio netto sono rilasciati a Conto economico nel periodo in cui l'elemento coperto genera impatti finanziari.

Se l'elemento coperto è un'attività o passività non finanziaria, l'ammontare cumulato nel patrimonio netto è incluso nel valore contabile dell'elemento stesso tramite un basis adjustment.

Se lo strumento di copertura scade, è venduto o non soddisfa più i criteri dell'hedge accounting, gli utili e le perdite cumulati nel patrimonio netto restano sospesi fino alla realizzazione dell'operazione coperta. Se la transazione prevista non si verifica più, gli importi sono trasferiti immediatamente a Conto economico.

Per le coperture con forward, la contabilizzazione dei punti forward (OCI o Conto economico) è valutata caso per caso.
Nel caso di cross currency interest rate swap, il Gruppo separa i basis spread della valuta estera, registrandoli in OCI come costs of hedging.
Il Gruppo applica un approccio dinamico all'hedge accounting sulle commodity basato sulla liquidità del mercato (Liquidity-Based Approach).
Le coperture sono effettuate utilizzando derivati liquidi disponibili sul mercato.
È possibile il roll-over dei derivati nel corso della relazione di copertura, sostituendoli con strumenti più efficaci, purché rispettino criteri di proxy effectiveness e liquidità.
La verifica della liquidità dei derivati utilizzati è effettuata trimestralmente.
Alla data del roll-over, la copertura non viene interrotta e il nuovo derivato continua a essere contabilizzato a OCI, mentre il vecchio derivato è rilevato a Conto economico.

49.1.1 Relazione di copertura per tipologia di rischio coperto

Rischio di tasso di interesse

La tabella seguente espone il valore nozionale e il tasso di interesse medio degli strumenti di copertura sul rischio di tasso di interesse per le principali valute delle transazioni in essere al 31 dicembre 2024 e al 31 dicembre 2023 distinti per scadenza.

	Maturity						
Milioni di euro	2025	2026	2027	2028	2029	Oltre	Totale
Al 31.12.2024							
Interest rate swap							
Totale valore nozionale	816	802	1.978	15	212	4.326	8.149
Valore nozionale relativo a IRS in EUR	550	590	1.505	15	212	3.546	6.418
Tasso di interesse medio IRS in EUR	1,93	2,02	3,26	0,86	4,12	2,13	
Valore nozionale relativo a IRS in USD	-	-	473	-	-	416	889
Tasso di interesse medio IRS in USD			3,28			4,35	

	Maturity						
Milioni di euro	2024	2025	2026	2027	2028	Oltre	Totale
Al 31.12.2023							
Interest rate swap							
Totale valore nozionale	708	564	879	1.975	19	3.781	7.926
Valore nozionale relativo a IRS in EUR	608	564	636	1.532	19	3.141	6.500
Tasso di interesse medio IRS in EUR	4,56	1,92	2,12	3,38	0,86	2,37	
Valore nozionale relativo a IRS in USD	46	-	-	444	-	210	700
Tasso di interesse medio IRS in USD	0,70			3,28		5,05	

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value degli strumenti di copertura sul rischio di tasso di interesse, delle transazioni in essere al 31 dicembre 2024 e al 31 dicembre 2023, suddivisi per tipologia di elemento coperto.

Milioni di euro		Fair value		Nozionale	Fair value		Nozionale
Strumento di copertura	**Elemento coperto**	**Attività**	**Passività**		**Attività**	**Passività**	
		al 31.12.2024			**al 31.12.2023**		
Fair value hedge							
Interest rate swap	Finanziamenti/Obbligazioni a tasso variabile	52	-	456	98	-	544
Interest rate swap	Finanziamenti/Obbligazioni a tasso fisso	2	(16)	687	3	(44)	1.241
Cash flow hedge							
Interest rate swap	Obbligazioni a tasso variabile	5	(45)	940	12	(49)	1.040
Interest rate swap	Crediti finanziari a tasso variabile	-	(8)	141	-	(7)	145
Interest rate swap	Finanziamenti a tasso variabile	105	(63)	5.925	163	(35)	4.956
Totale		**164**	**(132)**	**8.149**	**276**	**(135)**	**7.926**

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di tasso di interesse al 31 dicembre 2024 e al 31 dicembre 2023 suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
Derivati	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2023**	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2023**	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2023**	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2023**
Fair value hedge								
Interest rate swap	468	556	54	101	675	1.229	(16)	(44)
Totale	**468**	**556**	**54**	**101**	**675**	**1.229**	**(16)**	**(44)**
Cash flow hedge								
Interest rate swap	4.001	4.144	110	175	3.005	1.997	(116)	(91)
Totale	**4.001**	**4.144**	**110**	**175**	**3.005**	**1.997**	**(116)**	**(91)**
TOTALE DERIVATI SUL TASSO DI INTERESSE	**4.469**	**4.700**	**164**	**276**	**3.680**	**3.226**	**(132)**	**(135)**

Il valore nozionale complessivo dei contratti derivati classificati come strumenti di copertura, risulta al 31 dicembre 2024 pari a 8.149 milioni di euro e il corrispondente fair value positivo è pari a 32 milioni di euro. Rispetto al 31 dicembre 2023 il valore nozionale evidenzia un incremento di 223 milioni di euro, conseguente principalmente:

- alla naturale scadenza di interest rate swap per 708 milioni di euro;
- alla chiusura anticipata di strumenti interest rate swap per un valore di 65 milioni di euro, in seguito al rimborso anticipato del relativo sottostante;
- a nuovi interest rate swap per 1.380 milioni di euro;
- alla riduzione del nozionale degli interest rate swap di tipo amortizing per un ammontare pari a 370 milioni di euro.

Il peggioramento del fair value rispetto al precedente esercizio, pari a 109 milioni di euro, è dovuto principalmente alla riduzione delle curve dei tassi di interesse, verificatasi nel corso del 2024.

Questo fenomeno è in gran parte attribuibile al progressivo allentamento, soprattutto nella seconda metà del 2024, delle politiche monetarie restrittive che hanno caratterizzato questi ultimi anni.

Derivati di fair value hedge

La tabella seguente espone gli utili e le perdite nette rilevati a Conto economico, relativi ai derivati di fair value hedge e all'elemento coperto attribuibili al rischio di tasso di interesse sia per il 2024 sia per l'anno precedente.

	2024	2023
Milioni di euro	**Utili/(Perdite) netti**	**Utili/(Perdite) netti**
Strumenti di copertura su tassi di interesse	(5)	125
Elemento coperto	15	(132)
Inefficacia	**10**	**(7)**

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di fair value hedge su tasso di interesse nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2024 e al 31 dicembre 2023.

	al 31.12.2024			al 31.12.2023		
Milioni di euro	**Valore nozionale**	**Valore contabile**	**Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo**	**Valore nozionale**	**Valore contabile**	**Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo**
Interest rate swap	1.143	38	38	1.785	57	57

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di fair value hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2024 e al 31 dicembre 2023.

Milioni di euro	al 31.12.2024 Valore contabile	al 31.12.2024 *di cui: Adeguamento cumulato del fair value dell'elemento coperto*	al 31.12.2024 Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	al 31.12.2023 Valore contabile	al 31.12.2023 *di cui: Adeguamento cumulato del fair value dell'elemento coperto*	al 31.12.2023 Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo
Finanziamenti a tasso fisso	661	*(14)*	14	1.186	*(43)*	44
Obbligazioni a tasso fisso	14	*2*	(2)	14	*2*	(2)
Obbligazioni a tasso variabile	522	*(31)*	(53)	671	*41*	(107)
Totale	**1.197**	***(43)***	**(41)**	**1.871**	**-**	**(65)**

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso di interesse.

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2024	2025	2026	2027	2028	2029	Oltre
Derivati di cash flow hedge su tasso di interesse							
Derivati attivi (fair value positivo)	110	49	23	18	12	10	18
Derivati passivi (fair value negativo)	(116)	(13)	(30)	(24)	(19)	(19)	(26)

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di cash flow hedge su tasso di interesse nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2024 e al 31 dicembre 2023.

Milioni di euro	al 31.12.2024 Valore nozionale	al 31.12.2024 Valore contabile	al 31.12.2024 Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	al 31.12.2023 Valore nozionale	al 31.12.2023 Valore contabile	al 31.12.2023 Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo
Interest rate swap	7.006	(6)	(6)	6.141	84	84

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di cash flow hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2024 e al 31 dicembre 2023.

Milioni di euro	al 31.12.2024 Fair value dell'elemento coperto utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	al 31.12.2024 Fair value a P&L di derivati designati in CFH successivamente alla rilevazione iniziale	al 31.12.2024 Riserva cash flow hedge	al 31.12.2024 Riserva costi di hedging	al 31.12.2024 Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH	al 31.12.2023 Fair value dell'elemento coperto utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	al 31.12.2023 Fair value a P&L di derivati designati in CFH successivamente alla rilevazione iniziale	al 31.12.2023 Riserva cash flow hedge	al 31.12.2023 Riserva costi di hedging	al 31.12.2023 Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH
Obbligazioni a tasso variabile	40	-	(40)	-	-	37	-	(37)	-	-
Crediti finanziari a tasso variabile	8	-	(8)	-	-	7	-	(7)	-	-
Finanziamenti a tasso variabile	(54)	(14)	54	-	2	(149)	(20)	149	-	(1)
Totale	**(6)**	**(14)**	**6**	**-**	**2**	**(105)**	**(20)**	**105**	**-**	**(1)**

Rischio tasso di cambio

La tabella seguente mostra il profilo di scadenza del valore nozionale e relativo tasso di cambio medio contrattuale degli strumenti di copertura sul rischio di tasso di cambio per le principali valute delle transazioni in essere al 31 dicembre 2024 e al 31 dicembre 2023.

	Maturity						
Milioni di euro	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**Oltre**	**Totale**
Al 31.12.2024							
Cross currency interest rate swap							
Totale valore nozionale CCIRS	2.699	1.304	3.215	2.173	3.097	13.264	25.752
Valore nozionale CCIRS EUR/USD	2.171	1.207	2.421	2.173	1.984	9.658	19.614
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/USD	1,07	1,18	1,09	1,18	1,11	1,14	
Valore nozionale CCIRS EUR/GBP	-	-	605	-	907	2.406	3.918
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/GBP			0,90		0,84	0,81	
Valore nozionale CCIRS EUR/CHF	-	-	-	139	-	-	139
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/CHF				1,21			
Valore nozionale CCIRS USD/BRL	246	97	-	-	-	479	822
Tasso di cambio contrattuale medio USD/BRL	5,22	5,30				4,27	
Valore nozionale CCIRS EUR/BRL	216	-	50	-	-	-	266
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/BRL	6,05		3,92				
Currency forward							
Totale valore nozionale forward	2.890	920	35	-	-	-	3.845
Valore nozionale - currency forward EUR/USD	2.602	920	35	-	-	-	3.557
Tasso di cambio contrattuale medio forward - EUR/USD	1,10	1,12	1,12				
Valore nozionale - currency forward USD/COP	200	-	-	-	-	-	200
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/COP	4.243,18						
Valore nozionale - currency forward USD/MXN	47	-	-	-	-	-	47
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/MXN	21,13						
Valore nozionale - currency forward CLF/USD	12	-	-	-	-	-	12
Tasso di cambio contrattuale medio forward - CLF/USD	39,59						
Valore nozionale - currency forward EUR/CNY	11	-	-	-	-	-	11
Tasso di cambio contrattuale medio forward - EUR/CNY	7,70						

Milioni di euro	Maturity 2024	2025	2026	2027	2028	Oltre	Totale
Al 31.12.2023							
Cross currency interest rate swap							
Totale valore nozionale CCIRS	4.562	2.577	1.222	2.337	2.037	13.386	26.121
Valore nozionale CCIRS EUR/USD	2.213	2.036	1.132	1.560	2.037	9.102	18.080
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/USD	1,13	1,07	1,07	1,10	1,18	1,15	
Valore nozionale CCIRS EUR/GBP	981	-	-	577	-	3.856	5.414
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/GBP	0,88			0,90		0,82	
Valore nozionale CCIRS EUR/CHF	242	-	-	140	-	-	382
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/CHF	1,07			1,21			
Valore nozionale CCIRS USD/BRL	279	231	91	-	-	387	988
Tasso di cambio contrattuale medio USD/BRL	5,50	5,22	5,30			4,13	
Valore nozionale CCIRS EUR/BRL	445	231	-	60	-	-	736
Tasso di cambio contrattuale medio EUR/BRL	6,25	6,05		3,92			
Currency forward							
Totale valore nozionale forward	4.616	1.186	507	-	-	-	6.309
Valore nozionale - currency forward EUR/USD	3.144	1.042	507	-	-	-	4.693
Tasso di cambio contrattuale medio forward - EUR/USD	1,10	1,11	1,13				
Valore nozionale - currency forward USD/BRL	938	141	-	-	-	-	1.079
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/BRL	873,05	885,2239					
Valore nozionale - currency forward EUR/CNH	175	-	-	-	-	-	175
Tasso di cambio contrattuale medio forward - EUR/CNH	7,81						
Valore nozionale - currency forward USD/CLP	130	-	-	-	-	-	130
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/CLP	4,95						
Valore nozionale - currency forward USD/COP	122	2	-	-	-	-	124
Tasso di cambio contrattuale medio forward - USD/COP	4.498,97	4.597,37					

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value degli strumenti di copertura sul rischio di tasso di cambio delle transazioni in essere al 31 dicembre 2024 e al 31 dicembre 2023 suddivisi per tipologia di elemento coperto.

Milioni di euro		Fair value		Nozionale	Fair value		Nozionale
Strumento di copertura	**Strumento coperto**	**Attività**	**Passività**		**Attività**	**Passività**	
		al 31.12.2024			**al 31.12.2023**		
Fair value hedge							
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti/Obbligazioni in valuta estera a tasso fisso	67	(12)	1.141	12	(78)	1.019
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti in valuta estera a tasso variabile	-	-	-	-	-	-
Cash flow hedge							
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti/Crediti in valuta estera a tasso variabile	115	(4)	612	67	(36)	754
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti/Crediti in valuta estera a tasso fisso	39	(70)	1.455	5	(220)	2.104
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Obbligazioni in valuta estera a tasso variabile	8	(2)	202	56	-	250
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Obbligazioni in valuta estera a tasso fisso	1.223	(1.625)	22.310	965	(1.724)	21.763
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Flussi di cassa futuri in valuta	-	(7)	32	-	(43)	231
Currency forward	Flussi di cassa futuri in valuta	1	-	39	2	(1)	117
Currency forward	Acquisti futuri di commodity in valuta	181	(3)	3.527	54	(126)	5.666
Currency forward	Acquisti di beni di investimento e altro in valuta	10	(1)	279	3	(12)	526
Totale		**1.644**	**(1.724)**	**29.597**	**1.164**	**(2.240)**	**32.430**

Per le relazioni di copertura in cash flow hedge e fair value hedge si evidenziano:

- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 24.906 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento a tasso fisso contratto in valuta diversa dall'euro e un fair value negativo pari a 378 milioni di euro;
- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 846 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento a tasso variabile contratto in valuta e un fair value positivo pari a 110 milioni di euro;
- contratti currency forward con un ammontare nozionale complessivo di 3.566 milioni di euro utilizzati per coprire il rischio cambio connesso alle attività di acquisto di commodity energetiche e metallifere e ai flussi attesi in valute diverse dall'euro con un fair value positivo complessivo pari a 179 milioni di euro;
- contratti currency forward con un ammontare nozionale di 279 milioni di euro e un fair value positivo pari a 9 milioni di euro, relativi a operazioni in derivati OTC posti in essere al fine di mitigare il rischio di cambio relativo ai flussi attesi in valute diverse dalla moneta di conto, connessi all'acquisizione di beni d'investimento nel settore della generazione di energia, ai costi operativi della fornitura di servizi cloud e a ricavi derivanti dalla vendita di energia rinnovabile.

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di cambio al 31 dicembre 2024 e al 31 dicembre 2023 suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
Derivati	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2023**	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2023**	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2023**	**al 31.12.2024**	**al 31.12.2023**
Fair value hedge								
CCIRS	536	90	67	12	605	929	(12)	(78)
Totale	**536**	**90**	**67**	**12**	**605**	**929**	**(12)**	**(78)**
Cash flow hedge								
Currency forward	3.609	1.979	192	59	236	4.330	(4)	(140)
CCIRS	14.265	13.474	1.385	1.093	10.346	11.628	(1.708)	(2.022)
Totale	**17.874**	**15.453**	**1.577**	**1.152**	**10.582**	**15.958**	**(1.712)**	**(2.162)**
TOTALE DERIVATI SUL TASSO DI CAMBIO	**18.410**	**15.543**	**1.644**	**1.164**	**11.187**	**16.887**	**(1.724)**	**(2.240)**

Al 31 dicembre 2024, il valore nozionale dei Cross Currency Interest Rate Swap (CCIRS) ammonta a 25.752 milioni di euro, evidenziando una diminuzione di 369 milioni di euro rispetto ai 26.121 milioni di euro registrati al 31 dicembre 2023. In particolare:

- si rileva che sono scaduti CCIRS per un valore totale di 3.707 milioni di euro;
- sono stati stipulati nuovi derivati per un controvalore complessivo di 2.188 milioni di euro;
- si registra un incremento del valore nozionale per 1.150 milioni di euro, determinato dall'andamento del cambio dell'euro rispetto alle principali divise e solo in piccola parte compensato dall'effetto delle quote di ammortamento.

Il valore nozionale dei currency forward al 31 dicembre 2024, pari a 3.845 milioni di euro (6.309 milioni di euro al 31 dicembre 2023), evidenzia un decremento di 2.464 milioni di euro. L'esposizione al rischio cambio, in particolare al dollaro statunitense, deriva principalmente dalle attività di acquisto di commodity energetiche e metallifere e da flussi di cassa relativi a investimenti.

La consistente riduzione del valore nominale di tali derivati nel corso del 2024 è principalmente attribuibile alla sensibile riduzione delle coperture valutarie legate all'acquisto di combustibile fossile. Il miglioramento del fair value netto pari a 268 milioni di euro è dovuto all'andamento favorevole dei tassi di cambio, in particolare del cambio euro/dollaro statunitense.

Derivati di fair value hedge

La tabella seguente espone gli utili e le perdite netti rilevati a Conto economico, relativi alle variazioni di fair value dei derivati di fair value hedge e all'elemento coperto attribuibili al rischio di tasso di cambio sia per il 2024 sia per l'anno precedente.

	2024	2023
Milioni di euro	Utili/(Perdite) netti	Utili/(Perdite) netti
Strumenti di copertura su tassi di cambio	129	20
Elemento coperto	(135)	(12)
Inefficacia	**(6)**	**8**

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di fair value hedge su tasso di cambio nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2024 e al 31 dicembre 2023.

	al 31.12.2024			al 31.12.2023		
Milioni di euro	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	1.141	55	53	1.019	(66)	(68)

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di fair value hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2024 e al 31 dicembre 2023.

	al 31.12.2024			al 31.12.2023		
Milioni di euro	Valore contabile	*di cui: Adeguamento cumulato del fair value dell'elemento coperto*	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Valore contabile	*di cui: Adeguamento cumulato del fair value dell'elemento coperto*	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo
Obbligazioni in valuta estera a tasso fisso	534	*(71)*	14	500	*(77)*	48
Finanziamenti in valuta estera a tasso fisso	515	*(22)*	(72)	434	*(7)*	24
Totale	**1.049**	***(93)***	**(58)**	**934**	***(84)***	**72**

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso di cambio.

	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
Milioni di euro	al 31.12.2024	2025	2026	2027	2028	2029	Oltre
Derivati di cash flow hedge su tasso di cambio							
Derivati attivi (fair value positivo)	1.577	484	421	320	427	249	1.921
Derivati passivi (fair value negativo)	(1.712)	(76)	24	16	39	53	308

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di cash flow hedge su tasso di cambio nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2024 e al 31 dicembre 2023.

	al 31.12.2024			al 31.12.2023		
Milioni di euro	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	24.611	(323)	(586)	25.102	(930)	(919)
Currency forward	3.845	188	194	6.309	(80)	(73)
Totale	**28.456**	**(135)**	**(392)**	**31.411**	**(1.010)**	**(992)**

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di cash flow hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2024 e al 31 dicembre 2023.

	al 31.12.2024					al 31.12.2023				
Milioni di euro	Fair value dell'elemento coperto utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Riserva cash flow hedge	Riserva costi di hedging	Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH	Altri effetti[1]	Fair value dell'elemento coperto utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Riserva cash flow hedge	Riserva costi di hedging	Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH	Altri effetti[1]
Finanziamenti in valuta estera a tasso variabile	(112)	112	-	(1)	-	(31)	31	-	-	-
Finanziamenti in valuta estera a tasso fisso	31	(31)	(1)	1	-	219	(219)	4	-	-
Obbligazioni in valuta estera a tasso variabile	(6)	6	-	-	-	(56)	56	-	-	-
Obbligazioni in valuta estera a tasso fisso	797	(797)	264	2	128	861	(861)	(15)	-	118
Flussi di cassa futuri in valuta (coperti con CCIRS)	7	(7)	-	-	-	43	(43)	-	-	-
Flussi di cassa futuri in valuta (coperti con forward)	(1)	1	-	-	-	(1)	1	-	-	-
Acquisti futuri di commodity in valuta	(179)	179	-	-	-	72	(72)	(1)	-	-
Acquisti di beni di investimento e altro in valuta	(14)	14	(5)	-	-	3	(3)	(6)	-	-
Totale	**523**	**(523)**	**258**	**2**	**128**	**1.110**	**(1.110)**	**(18)**	**-**	**118**

(1) Impatto connesso alla variazione dei cambi spot tra la data di stipula dei CCIRS a copertura di obbligazioni in valuta estera e l'effettiva erogazione del prestito.

Rischio di prezzo su commodity

Milioni di euro	Maturity 2025	2026	2027	2028	2029	Oltre	Totale
Al 31.12.2024							
Commodity swap							
Valore nozionale su energia	285	207	201	150	148	600	1.591
Prezzo medio - commodity swap su energia (€/MWh)	62,7	55,5	53,6	33,5	33,2	32,8	
Valore nozionale su gas	1.718	453	25	22	21	28	2.267
Prezzo medio - commodity swap su gas (€/MWh)	35,1	39,5	4,3	4,1	3,9	3,4	
Valore nozionale su petrolio	555	12	-	-	-	-	567
Prezzo medio - commodity swap su petrolio ($/bbl)	37,6	28,2	26,8	-	-	-	
Commodity forward/future							
Valore nozionale su energia	2.607	431	283	169	162	490	4.142
Prezzo medio - commodity forward/future su energia (€/MWh)	79,1	23,9	17,8	16,2	15,6	16,5	
Valore nozionale su gas	2.538	992	1	-	-	-	3.531
Prezzo medio - commodity forward/future su gas (€/MWh)	36,9	31,0	27,4	-	-	-	
Valore nozionale su CO_2	495	47	-	-	-	-	542
Prezzo medio - commodity forward/future su CO_2 (€/t)	82,5	69,3	-	-	-	-	
Valore nozionale su petrolio	357	-	-	-	-	-	357
Prezzo medio - commodity forward/future su petrolio ($/bbl)	71,0	-	-	-	-	-	
Commodity option							
Valore nozionale su energia	6	6	-	-	-	35	47
Prezzo medio - commodity option su energia (€/MWh)	3,7	3,7	-	-	-	13,4	

Milioni di euro	Maturity 2024	2025	2026	2027	2028	Oltre	Totale
Al 31.12.2023							
Commodity swap							
Valore nozionale su energia	128	106	100	284	91	286	995
Prezzo medio - commodity swap su energia (€/MWh)	87,0	44,0	37,0	59,6	32,0	34,0	
Valore nozionale su gas	1.551	1.747	296	-	-	125	3.719
Prezzo medio - commodity swap su gas (€/MWh)	41,8	40,4	27,0	-	-	7,0	
Valore nozionale su petrolio	1.016	106	10	-	-	-	1.132
Prezzo medio - commodity swap su petrolio ($/bbl)	86,0	78,0	69,0	-	-	-	
Commodity forward/future							
Valore nozionale su energia	2.506	388	297	258	151	606	4.206
Prezzo medio - commodity forward/future su energia (€/MWh)	114,9	18,0	18,0	16,0	18,0	16,0	
Valore nozionale su carbone/shipping	38	-	-	-	-	-	38
Prezzo medio - commodity forward/future su gas carbone/ shipping ($/t)	175,0	-	-	-	-	-	
Valore nozionale su gas	4.432	377	626	-	-	-	5.435
Prezzo medio - commodity forward/future su gas (€/MWh)	71,4	48,9	32,0	-	-	-	
Valore nozionale su CO_2	662	336	21	-	-	-	1.019
Prezzo medio - commodity forward/future su CO_2 (€/t)	91,9	93,0	84,0	-	-	-	
Valore nozionale su petrolio	354	-	-	-	-	-	354
Prezzo medio - commodity forward/future su petrolio ($/bbl)	74,6	-	-	-	-	-	
Commodity option							
Valore nozionale su energia	24	39	44	39	39	342	527
Prezzo medio - commodity option su energia (€/MWh)	27,5	30,0	30,5	34,0	34,0	34,0	

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value degli strumenti di copertura sul rischio prezzo delle commodity in essere al 31 dicembre 2024 e al 31 dicembre 2023 suddivisi per tipologia di commodity e di contratto.

	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Derivati								
Cash flow hedge								
Derivati su energia:								
- swap	477	684	210	357	1.114	311	(166)	(233)
- forward/future	1.399	1.636	62	162	2.743	2.570	(748)	(763)
- opzioni	47	527	25	93	-	-	(5)	(62)
Totale derivati su energia	**1.923**	**2.847**	**297**	**612**	**3.857**	**2.881**	**(919)**	**(1.058)**
Derivati su carbone/shipping:								
- forward/future	-	-	-	-	-	38	-	(17)
Totale derivati su carbone/shipping	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**38**	**-**	**(17)**
Derivati su gas e petrolio:								
- swap	512	2.785	53	623	2.322	2.066	(421)	(468)
- forward/future	2.395	3.382	361	1.375	1.493	2.407	(299)	(1.198)
Totale derivati su gas e petrolio	**2.907**	**6.167**	**414**	**1.998**	**3.815**	**4.473**	**(720)**	**(1.666)**
Derivati su CO_2:								
- forward/future	420	640	77	91	122	379	(23)	(29)
Totale derivati su CO_2	**420**	**640**	**77**	**91**	**122**	**379**	**(23)**	**(29)**
TOTALE DERIVATI SU COMMODITY	**5.250**	**9.654**	**788**	**2.701**	**7.794**	**7.771**	**(1.662)**	**(2.770)**

Le coperture riguardano principalmente il rischio prezzo delle commodity power e gas. Nella categoria power rientrano principalmente operazioni di hedging di lungo termine utilizzate nel perimetro Spagna e Nord America. Nella categoria gas rientrano operazioni di copertura del rischio di oscillazione del prezzo del gas naturale sia in approvvigionamento sia in vendita, effettuate su commodity petrolifere e su prodotti gas.

In misura minoritaria, nella categoria CO_2 rientrano principalmente operazioni di copertura per la compliance del Gruppo Enel.

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge sul rischio di prezzo su commodity.

	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
Milioni di euro	al 31.12.2024	2025	2026	2027	2028	2029	Oltre
Derivati di cash flow hedge su commodity							
Derivati attivi (fair value positivo)	788	505	82	42	36	37	86
Derivati passivi (fair value negativo)	(1.662)	(764)	(337)	(211)	(114)	(89)	(147)

La tabella seguente espone l'impatto dei derivati di cash flow hedge su prezzo commodity nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2024 e al 31 dicembre 2023.

	al 31.12.2024			al 31.12.2023		
Milioni di euro	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Valore nozionale	Valore contabile	Fair value utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo
Swap su energia	1.591	44	42	995	124	126
Swap su gas e petrolio	2.834	(368)	(368)	4.850	155	155
Forward/future su energia	4.142	(686)	(724)	4.206	(602)	(638)
Forward/future su carbone/shipping	-	-	-	38	(17)	(17)
Forward/future su gas e petrolio	3.888	62	74	5.789	178	92
Forward/future su CO_2	542	54	54	1.019	62	62
Option su energia	47	20	20	528	31	31
Totale	**13.044**	**(874)**	**(902)**	**17.425**	**(69)**	**(189)**

La tabella successiva espone l'impatto dell'elemento coperto delle relazioni di cash flow hedge nello Stato patrimoniale al 31 dicembre 2024 e al 31 dicembre 2023.

	al 31.12.2024				al 31.12.2023			
Milioni di euro	Fair value dell'elemento coperto utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Riserva cash flow hedge	Riserva costi di hedging	Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH	Fair value dell'elemento coperto utilizzato per la misurazione dell'inefficacia del periodo	Riserva cash flow hedge	Riserva costi di hedging	Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH
Transazioni future su energia	689	(689)	17	50	491	(491)	12	(59)
Transazioni future di carbone/shipping	-	-	-	-	17	(17)	-	-
Transazioni future di gas e petrolio	317	(317)	-	(17)	(422)	422	-	(118)
Transazioni future di CO_2	(54)	54	-	-	(62)	62	-	-
Totale	**952**	**(952)**	**17**	**33**	**24**	**(24)**	**12**	**(177)**

L'ammontare della riserva di cash flow hedge è destinato soprattutto a copertura di future vendite di energia e di acquisti e vendite future di gas. Lato energia ci si riferisce principalmente a operazioni di hedging di lungo termine della generazione degli impianti nel perimetro Spagna e Nord America. Lato gas invece si fa riferimento a operazioni di breve-medio termine principalmente dell'area Italia e Spagna. Le operazioni su energia per il loro orizzonte temporale di riferimento hanno risentito meno della volatilità dei prezzi, al contrario di quanto osservato per le operazioni su gas. L'inefficacia rilevata a Conto economico nel 2024 sulle transazioni future di gas è afferente principalmente a operazioni di proxy hedging sul perimetro Spagna, mentre quella rilevata sulle transazioni future di energia è attribuibile principalmente all'attività di proxy hedging svolta in Nord America.

49.2 Derivati al fair value through profit or loss

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati al FVTPL in essere al 31 dicembre 2024 e al 31 dicembre 2023.

	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Derivati FVTPL								
su tasso di interesse:								
- interest rate swap	10	-	-	-	100	100	(29)	(29)
su tasso di cambio:								
- currency forward	713	1.818	23	25	1.315	1.874	(36)	(29)
su prezzo commodity:								
Derivati su energia:								
- swap	159	243	4	24	36	68	(2)	(16)
- forward/future	6.904	5.294	679	905	5.888	5.039	(591)	(906)
- option	4	46	2	4	84	80	(51)	(171)
Totale derivati su energia	**7.067**	**5.583**	**685**	**933**	**6.008**	**5.187**	**(644)**	**(1.093)**
Derivati su carbone:								
- forward/future	168	156	13	23	158	112	(12)	(43)
Totale derivati su carbone	**168**	**156**	**13**	**23**	**158**	**112**	**(12)**	**(43)**
Derivati su gas e petrolio:								
- swap	746	969	66	295	651	529	(86)	(167)
- forward/future	11.395	10.687	1.828	2.970	13.604	10.856	(1.827)	(2.963)
- option	376	448	172	344	768	278	(271)	(232)
Totale derivati su gas e petrolio	**12.517**	**12.104**	**2.066**	**3.609**	**15.023**	**11.663**	**(2.184)**	**(3.362)**
Derivati su CO_2:								
- forward/future	1.066	498	113	41	788	426	(60)	(42)
- option	164	12	14	14	20	11	(13)	(14)
Totale derivati su CO_2	**1.230**	**510**	**127**	**55**	**808**	**437**	**(73)**	**(56)**
Derivati su Altre commodity:								
- swap	1	-	-	-	6	39	-	(6)
- forward/future	35	16	3	4	30	171	(3)	(71)
- option	1	-	-	-	-	5	-	-
Totale derivati su Altre commodity	**37**	**16**	**3**	**4**	**36**	**215**	**(3)**	**(77)**
Totale derivati su prezzo commodity	**21.019**	**18.369**	**2.894**	**4.624**	**22.033**	**17.614**	**(2.916)**	**(4.631)**
Derivati su Altro:								
- option	137	-	2	-	-	-	-	-
TOTALE	**21.879**	**20.187**	**2.919**	**4.649**	**23.448**	**19.588**	**(2.981)**	**(4.689)**

Al 31 dicembre 2024 l'ammontare del nozionale dei derivati su tasso di interesse di trading è pari a 110 milioni di euro. Il fair value negativo, pari a 29 milioni di euro, è rimasto invariato rispetto all'anno precedente. La curva dei tassi di interesse, nel tratto coincidente con la scadenza dell'interest rate swap, non ha subíto variazioni significative, nonostante una tendenziale riduzione rispetto all'anno precedente.

Al 31 dicembre 2024 l'ammontare del nozionale dei derivati su cambi è pari a 2.028 milioni di euro. Si registra, pertanto, una complessiva riduzione dell'importo delle coperture su tasso di cambio rispetto ai valori del 2023 per un valore di 1.664 milioni di euro, in particolare quelle derivanti dall'approvvigionamento di commodity energetiche. Il peggioramento del fair value netto pari a 9 milioni di euro è dovuto alle normali fluttuazioni dei tassi di cambio.

Al 31 dicembre 2024 l'ammontare del nozionale dei derivati su prezzo commodity è pari a 43.052 milioni di euro. Sono ricomprese in tale valore sia le operazioni gestite dai portafogli di trading, sia quelle operazioni che, pur essendo state poste in essere con l'intento

gestionale di copertura, non soddisfano i requisiti richiesti dai princípi contabili per il trattamento in hedge accounting.
Il fair value netto è pari a negativi 22 milioni di euro, sostanzialmente in linea con l'anno precedente, nonostante si noti un notevole riassorbimento negli importi di fair value dei derivati attivi e passivi. Tale variazione è imputabile principalmente all'effetto prezzo. Infatti, nonostante il contesto macroeconomico permanga particolarmente delicato e incerto, i prezzi non hanno raggiunto i livelli critici degli anni precedenti e anche la volatilità è stata più contenuta.

I derivati su altre commodity si riferiscono principalmente alle operazioni su garanzie di origine, ossia i meccanismi di incentivazione per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Non sono presenti invece, a differenza dell'anno precedente, operazioni di copertura dal rischio volume legato a eventi meteorologici (Weather derivatives).
I derivati su Altro si riferiscono al fair value del meccanismo delle opzioni put/call sulla partecipazione residua del 10% in Duereti, esercitabili dopo un anno dalla data di closing della cessione del 90% del capitale sociale in Duereti ad A2A.

Valutazione al fair value

50. Attività e passività misurate al fair value

Il Gruppo determina il fair value in conformità all'IFRS 13 ogni volta che tale criterio di valorizzazione è richiesto dai princípi contabili internazionali.
Il fair value rappresenta il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività nell'ambito di una transazione ordinaria posta in essere tra operatori di mercato, alla data di valutazione (c.d. "exit price").
La sua proxy migliore è il prezzo di mercato, ossia il suo prezzo corrente, pubblicamente disponibile ed effettivamente negoziato su un mercato liquido e attivo.
Il fair value delle attività e delle passività è classificato in una gerarchia del fair value che prevede tre diversi livelli, definiti come segue, in base agli input e alle tecniche di valutazione utilizzati per valutare il fair value:

- Livello 1: prezzi quotati (non modificati) su mercati attivi per attività o passività identiche cui la società può accedere alla data di valutazione;
- Livello 2: input diversi da prezzi quotati di cui al Livello 1 che sono osservabili per l'attività o per la passività, sia direttamente (come i prezzi) sia indirettamente (derivati da prezzi);
- Livello 3: input per l'attività e la passività non basati su dati osservabili di mercato (input non osservabili).

In questa nota sono fornite alcune informazioni di dettaglio inerenti alle tecniche di valutazione e gli input utilizzati per elaborare tali valutazioni.
A tale scopo:

- le valutazioni ricorrenti al fair value di attività o passività sono quelle che gli IFRS richiedono o permettono nello Stato patrimoniale alla fine di ogni periodo;
- le valutazioni non ricorrenti al fair value di attività o passività sono quelle che gli IFRS richiedono o permettono nello Stato patrimoniale in particolari circostanze.

Per aspetti generali o di informativa circa le contabilizzazioni relative a tali fattispecie, si rimanda alla nota 2 "Princípi contabili".

50.1 Attività misurate al fair value nello Stato patrimoniale

Nella tabella che segue sono esposte, per ogni classe di attività valutata al fair value nello Stato patrimoniale, su base ricorrente e non ricorrente, le valutazioni al fair value alla fine del periodo e il livello nella gerarchia del fair value in cui è stata classificata la specifica attività.

		Attività non correnti				Attività correnti			
		Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Milioni di euro	Note	al 31.12.2024				al 31.12.2024			
Partecipazioni in altre imprese FVOCI	27	587	3	53	531	-	-	-	-
Titoli FVOCI	27.1, 28.1	572	572	-	-	138	138	-	-
Titoli e investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali al FVTPL	27.1	3	3	-	-	-	-	-	-
Partecipazioni in altre imprese FVTPL	27	8	-	-	8	-	-	-	-
Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione FVTPL	27	3.930	-	3.930	-	-	-	-	-
Crediti finanziari - contratti JDA - FVTPL		95	-	-	95	-	-	-	-
Crediti e altre attività finanziarie valutate al FVTPL		-	-	-	-	171	171	-	-
Contributi non monetari relativi a certificati ambientali		-	-	-	-	9	-	2	7
Rimanenze valutate al fair value	49	48	48	-	-	77	77	-	-
Corrispettivi potenziali (contingent consideration)		5	-	-	5	-	-	-	-
Derivati di fair value hedge:									
- tassi	49	54	-	54	-	-	-	-	
- cambi	49	49	-	49	-	18	-	18	
Derivati di cash flow hedge:									
- tassi	49	107	-	107	-	3	-	3	-
- cambi	49	1.331	-	1.331	-	246	-	246	-
- commodity	49	336	33	91	212	452	376	76	-
Derivati di trading:									
- tassi	49	-	-	-	-	-	-	-	-
- cambi	49	-	-	-	-	-	-	-	-
- commodity	49	124	36	87	-	2.770	2.099	671	-
- altro		2	-	-	2	-	-	-	-

Il fair value delle "Partecipazioni in altre imprese FVOCI" è stato determinato per le imprese quotate sulla base del prezzo di negoziazione fissato alla data di chiusura dell'esercizio, mentre per le società non quotate sulla base di una valutazione, ritenuta attendibile, degli elementi patrimoniali rilevanti.

Le "Attività finanziarie da accordi per servizi in concessione FVTPL" sono relative all'attività di distribuzione di energia elettrica sul mercato brasiliano da parte delle società Enel Distribuição Rio de Janeiro, Enel Distribuição Ceará ed Enel Distribuição São Paulo. In particolare, si riferiscono al valore dei beni al termine della concessione valutato al fair value. Il fair value è stato stimato come valore netto del replacement cost basato sugli ultimi dati sulle tariffe disponibili e sull'indice generale dei prezzi del mercato brasiliano. Per maggiori dettagli su tali concessioni, contabilizzate applicando l'IFRIC 12, si rimanda alla nota 18 "Accordi per servizi in concessione".

La quota corrente dei "Crediti e altre attività finanziarie al FVTPL" accoglie principalmente nel Livello 1 depositi di natura finanziaria detenuti da società dell'America Latina.

Per quanto concerne i contratti derivati; il fair value è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali per gli strumenti scambiati in mercati regolamentati. Il fair value degli strumenti non quotati in mercati regolamen-

tati, è determinato mediante modelli di valutazione appropriati per ciascuna categoria di strumento finanziario e utilizzando i dati di mercato relativi alla data di chiusura dell'esercizio contabile (quali tassi di interesse, tassi di cambio, volatilità) attualizzando i flussi di cassa attesi in base alle curve dei tassi di interesse e convertendo in euro gli importi espressi in divise diverse dall'euro utilizzando i tassi di cambio forniti da World Markets Refinitiv (WMR) Company.
I derivati su tassi di interesse e di cambio rientrano integralmente nella casistica di Livello 2.
Relativamente ai derivati su commodity, la valutazione del fair value, si configura in larghissima misura nelle casistiche di Livello 1 o Livello 2 in quanto basata su input di mercato, trattandosi di contratti stipulati verso controparti di Borsa, principali operatori del settore od operatori finanziari.
Alcuni contratti finanziari a lungo termine relativi al perimetro Spagna (VPPA - per i quali si è in parte usufruito anche di modelli di valutazione interna, necessari per valorizzare tali strumenti sugli orizzonti temporali più lontani, data la scarsa liquidità delle variabili sottostanti) rientrano invece nella classificazione di Livello 3.
In conformità con i princípi contabili internazionali, il Gruppo valuta il rischio di credito, sia della controparte (Credit Valuation Adjustment o CVA) sia proprio (Debit Valuation Adjustment o DVA), al fine di poter effettuare l'aggiustamento del fair value per la corrispondente misura del rischio controparte ove necessario. In particolare, il Gruppo misura il CVA/DVA utilizzando la tecnica di valutazione basata sulla Potential Future Exposure dell'esposizione netta di controparte e allocando, successivamente, l'aggiustamento sui singoli strumenti finanziari che lo costituiscono. Tale tecnica si avvale unicamente di input osservabili sul mercato.

La categoria dei derivati su altro include il fair value del meccanismo delle opzioni put/call sulla partecipazione residua del 10% in Duereti, detenuta da e-distribuzione, e rientra nella casistica di Livello 3.

50.2 Attività non misurate al fair value nello Stato patrimoniale

Nella tabella che segue sono esposti, per ogni classe di attività non valutata al fair value su base ricorrente ma per la quale il fair value deve essere indicato, il fair value alla fine del periodo e il livello nella gerarchia del fair value in cui è stata classificata tale valutazione.

		Attività non correnti				Attività correnti			
		Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Milioni di euro	Note	al 31.12.2024				al 31.12.2024			
Investimenti immobiliari	20	91	14	-	77	-	-	-	-
Rimanenze	31	-	-	-	-	43	-	-	43

La tabella accoglie il fair value di investimenti immobiliari e rimanenze di immobili non strumentali rispettivamente per 91 milioni di euro e per 43 milioni di euro. Tali importi sono stati calcolati con l'ausilio di stime di periti indipendenti che hanno utilizzato differenti tecniche di valutazione a seconda della specificità dei casi in questione.

50.3 Passività misurate al fair value nello Stato patrimoniale

Nella tabella che segue sono esposti, per ogni classe di passività valutata al fair value nello Stato patrimoniale, su base ricorrente e non ricorrente, la valutazione al fair value alla fine del periodo e il livello nella gerarchia del fair value in cui è stata classificata la specifica passività.

		Passività non correnti				Passività correnti			
		Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Milioni di euro	Note	al 31.12.2024				al 31.12.2024			
Derivati di fair value hedge:									
- tassi	49	16	-	16	-	-	-	-	-
- cambi	49	12	-	12	-	-	-	-	-
Derivati di cash flow hedge:									
- tassi	49	116	-	116	-	-	-	-	-
- cambi	49	1.607	-	1.607	-	105	-	105	-
- commodity	49	1.031	99	843	89	631	224	407	-
Derivati di trading:									
- tassi	49	-	-	-	-	29	-	29	-
- cambi	49	-	-	-	-	36	-	36	-
- commodity	49	133	23	110	-	2.783	1.947	836	-
Corrispettivi potenziali (contingent consideration)		39	-	-	39	21	-	21	-

I "Corrispettivi potenziali" fanno riferimento prevalentemente ad alcune partecipazioni detenute dal Gruppo in Nord America e il fair value è stato determinato sulla base delle condizioni contrattuali presenti negli accordi tra le parti.

50.4 Passività non misurate al fair value nello Stato patrimoniale

Nella tabella che segue sono esposti, per ogni classe di passività non valutata al fair value nello Stato patrimoniale, ma per la quale il fair value deve essere indicato, il fair value alla fine del periodo e il livello nella gerarchia del fair value in cui è stata classificata tale valutazione.

Milioni di euro	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
	al 31.12.2024			
Obbligazioni:				
- a tasso fisso	44.121	42.042	2.079	-
- a tasso variabile	2.097	67	2.030	-
Finanziamenti bancari:				
- a tasso fisso	3.444	-	3.444	-
- a tasso variabile	13.164	-	13.164	-
Debiti verso altri finanziatori:				
- a tasso fisso	3.303	-	3.303	-
- a tasso variabile	39	-	39	-
Totale	**66.168**	**42.109**	**24.059**	**-**

Per gli strumenti di debito quotati il fair value è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali, mentre per quelli non quotati è determinato mediante modelli di valutazione appropriati per ciascuna categoria di strumento finanziario e utilizzando i dati di mercato relativi alla data di chiusura dell'esercizio, ivi inclusi gli spread creditizi di Enel.

Altre informazioni

51. Pagamenti basati su azioni

A partire dall'esercizio 2019, l'Assemblea degli azionisti di Enel SpA ("Enel" o la "Società") ha deliberato con cadenza annuale l'adozione di piani di incentivazione di lungo termine su base azionaria destinati al management della stessa Enel e/o di società da questa controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile; in particolare, ciascuno dei piani di incentivazione approvati (ovvero, Piano di incentivazione di lungo termine per il 2019; Piano di incentivazione di lungo termine per il 2020; Piano di incentivazione di lungo termine per il 2021; Piano di incentivazione di lungo termine per il 2022; Piano di incentivazione di lungo termine per il 2023; Piano di incentivazione di lungo termine per il 2024, di seguito, rispettivamente "Piano LTI 2019", "Piano LTI 2020", "Piano LTI 2021", "Piano LTI 2022", "Piano LTI 2023", "Piano LTI 2024" e, congiuntamente, i "Piani") prevede, subordinatamente al raggiungimento di specifici obiettivi di performance, l'assegnazione di azioni ordinarie della Società ("Azioni") ai rispettivi beneficiari.
Nello specifico, i Piani approvati sono rivolti all'Amministratore Delegato/Direttore Generale di Enel e ai manager del Gruppo Enel che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o considerate di interesse strategico e prevedono l'assegnazione ai destinatari di un incentivo rappresentato da una componente di natura monetaria e da una componente azionaria. Il suddetto incentivo – determinato, al momento dell'assegnazione, in un valore base calcolato in rapporto alla remunerazione fissa del singolo destinatario – può variare, in funzione del livello di raggiungimento di ciascuno degli obiettivi di performance triennali previsti dai Piani, da zero fino a un massimo del 280% ovvero del 180% del valore base nel caso, rispettivamente, dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale ovvero degli altri destinatari.
Tali Piani prevedono inoltre che, rispetto al totale dell'incentivo effettivamente maturato, il premio sia interamente corrisposto in Azioni: (a) con riguardo ai Piani LTI 2019, 2020, 2021 e 2022 (i) per l'Amministratore Delegato/Direttore Generale, fino al 100% del valore base assegnato (ovvero fino al 130% relativamente al Piano LTI 2022), e (ii) per gli altri destinatari, fino al 50% del valore base assegnato (ovvero fino al 65% relativamente al Piano LTI 2022); (b) con riguardo ai Piani LTI 2023 e 2024 (i) per l'Amministratore Delegato/Direttore Generale, fino al 150% del valore base assegnato, (ii) per i primi riporti dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale, ivi inclusi i dirigenti con responsabilità strategiche, fino al 100% del valore base assegnato e (iii) per gli altri destinatari, diversi da quelli indicati *sub* (i) e (ii), fino al 65% del valore base assegnato.
L'erogazione dell'incentivo previsto dai singoli Piani è subordinata al raggiungimento di specifici obiettivi di performance nel corso del triennio di riferimento (c.d. "performance period"). Qualora tali obiettivi siano raggiunti, l'incentivo maturato viene erogato ai destinatari – sia per la componente azionaria sia per quella monetaria – per il 30% nel primo esercizio successivo al termine del performance period triennale e per il restante 70% nel secondo esercizio successivo al termine del performance period triennale. L'erogazione di una porzione rilevante della remunerazione variabile di lungo termine (pari al 70% del totale) risulta quindi differita al secondo esercizio successivo rispetto al triennio di riferimento degli obiettivi di performance dei singoli Piani (c.d. "deferred payment").
Nella tabella di seguito rappresentata vengono riportate alcune informazioni relative al Piano LTI 2019, al Piano LTI 2020, al Piano LTI 2021, al Piano LTI 2022, al Piano LTI 2023 e al Piano LTI 2024.

Per ulteriori informazioni sulle caratteristiche dei Piani si rinvia ai rispettivi Documenti informativi, predisposti ai sensi dell'art. 84 *bis* del Regolamento adottato dalla CONSOB con delibera del 14 maggio 1999 n. 11971 ("Regolamento Emittenti") e messi a disposizione del pubblico nella sezione del sito internet della Società (www.enel.com) dedicata alle Assemblee degli azionisti di riferimento, svoltesi rispettivamente in data 16 maggio 2019, 14 maggio 2020, 20 maggio 2021,19 maggio 2022, 10 maggio 2023 e 23 maggio 2024.

	Data di assegnazione delle Azioni	Performance period	Verifica raggiungimento obiettivi	Erogazione dell'incentivo
Piano LTI 2019	12/11/2019[114]	2019-2021	2022[115]	2022-2023[116]
Piano LTI 2020	17/09/2020[117]	2020-2022	2023[118]	2023-2024[119]
Piano LTI 2021	16/09/2021[120]	2021-2023	2024[121]	2024-2025[122]
Piano LTI 2022	21/09/2022[123]	2022-2024	2025[124]	2025-2026
Piano LTI 2023	05/10/2023[125]	2023-2025	2026[126]	2026-2027
Piano LTI 2024	19/09/2024[127]	2024-2026	2027[128]	2027-2028

In attuazione delle autorizzazioni conferite dalle Assemblee degli azionisti tenutesi nelle date sopra richiamate e nel rispetto dei relativi termini e condizioni, il Consiglio di Amministrazione ha approvato – nelle adunanze del 19 settembre 2019, 29 luglio 2020, 17 giugno 2021, 16 giugno 2022, 5 ottobre 2023 e 25 luglio 2024 – l'avvio di programmi di acquisto di Azioni proprie a servizio rispettivamente del Piano LTI 2019, del Piano LTI 2020, del Piano LTI 2021, del Piano LTI 2022, del Piano LTI 2023 e del Piano LTI 2024. Il numero di Azioni il cui acquisto è stato autorizzato dal Consiglio di Amministrazione per ciascun Piano, l'effettivo numero di Azioni acquistate, il relativo prezzo medio ponderato e il controvalore complessivo sono di seguito rappresentati.

114. La data si riferisce alla riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato modalità e tempi di assegnazione del Piano LTI 2019 ai destinatari (tenuto conto della proposta formulata dal Comitato per le Nomine e le Remunerazioni nella riunione dell'11 novembre 2019).
115. In occasione dell'approvazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2021, il Consiglio di Amministrazione ha proceduto alla verifica del livello di raggiungimento degli obiettivi di performance del Piano LTI 2019.
116. In data 5 settembre 2022 la Società ha provveduto alla erogazione di parte della componente azionaria del premio spettante ai destinatari del Piano LTI 2019, secondo i termini e le modalità previste dal Regolamento di attuazione del medesimo Piano. La restante parte della componente azionaria del premio spettante ai destinatari del Piano LTI 2019 è stata erogata in data 5 settembre 2023.
117. La data si riferisce alla riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato modalità e tempi di assegnazione del Piano LTI 2020 ai destinatari (tenuto conto della proposta formulata dal Comitato per le Nomine e le Remunerazioni nella riunione del 16 settembre 2020).
118. In occasione dell'approvazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2022, il Consiglio di Amministrazione ha proceduto alla verifica del livello di raggiungimento degli obiettivi di performance del Piano LTI 2020.
119. In data 5 settembre 2023 la Società ha provveduto alla erogazione di parte della componente azionaria del premio spettante ai destinatari del Piano LTI 2020, secondo i termini e le modalità previste dal Regolamento di attuazione del medesimo Piano. La restante parte della componente azionaria del premio spettante ai destinatari del Piano LTI 2020 è stata erogata in data 5 settembre 2024.
120. La data si riferisce alla riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato modalità e tempi di assegnazione del Piano LTI 2021 ai destinatari (tenuto conto della proposta formulata dal Comitato per le Nomine e le Remunerazioni nella riunione del 9 giugno 2021).
121. In occasione dell'approvazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2023, il Consiglio di Amministrazione ha proceduto alla verifica del livello di raggiungimento degli obiettivi di performance del Piano LTI 2021.
122. In data 5 settembre 2024 la Società ha provveduto alla erogazione di parte della componente azionaria del premio spettante ai destinatari del Piano LTI 2021, secondo i termini e le modalità previste dal Regolamento di attuazione del medesimo Piano.
123. La data si riferisce alla riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato modalità e tempi di assegnazione del Piano LTI 2022 ai destinatari (tenuto conto della proposta formulata dal Comitato per le Nomine e le Remunerazioni nella riunione dell'8 giugno 2022).
124. In occasione dell'approvazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2024, il Consiglio di Amministrazione procederà alla verifica del livello di raggiungimento degli obiettivi di performance del Piano LTI 2022.
125. La data si riferisce alla riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato modalità e tempi di assegnazione del Piano LTI 2023 ai destinatari (tenuto conto della proposta formulata dal Comitato per le Nomine e le Remunerazioni nella riunione del 4 ottobre 2023).
126. In occasione dell'approvazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2025, il Consiglio di Amministrazione procederà alla verifica del livello di raggiungimento degli obiettivi di performance del Piano LTI 2023.
127. La data si riferisce alla riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato modalità e tempi di assegnazione del Piano LTI 2024 ai destinatari (tenuto conto della proposta formulata dal Comitato per le Nomine e le Remunerazioni nella riunione del 24 luglio 2024).
128. In occasione dell'approvazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2026, il Consiglio di Amministrazione procederà alla verifica del livello di raggiungimento degli obiettivi di performance del Piano LTI 2024.

	Acquisti autorizzati dal Consiglio di Amministrazione	Acquisti effettuati		Controvalore complessivo (euro)
	Numero di Azioni	Numero di Azioni	Prezzo medio ponderato (euro per azione)	
Piano LTI 2019	Numero non superiore a 2.500.000 per un corrispettivo massimo di 10.500.000 milioni di euro	1.549.152[129]	6,7779	10.499.999
Piano LTI 2020	1.720.000	1.720.000[130]	7,4366	12.790.870
Piano LTI 2021	1.620.000	1.620.000[131]	7,8737	12.755.459
Piano LTI 2022	2.700.000	2.700.000[132]	5,1951	14.026.715
Piano LTI 2023	4.200.000	4.200.000[133]	6,3145	26.520.849
Piano LTI 2024	2.900.000	2.900.000[134]	7,0210	20.360.977

Per effetto degli acquisti effettuati a servizio dei Piani e delle erogazioni di Azioni intervenute nel settembre 2022, 2023 e 2024 ai destinatari dei Piani LTI 2019, 2020 e 2021, secondo quanto previsto dal Regolamento dei Piani stessi, per complessive n. 2.609.482 Azioni, al 31 dicembre 2024 Enel detiene complessivamente n. 12.079.670 Azioni proprie, pari allo 0,1188% circa del capitale sociale.

Le seguenti informazioni riguardano gli strumenti rappresentativi di capitale assegnati durante gli esercizi 2019, 2020, 2021, 2022, 2023 e 2024.

			2024		2023	
	Numero azioni assegnate alla data di assegnazione	Fair value per azione alla data di assegnazione	Numero di azioni potenzialmente erogabili per il Piano LTI di riferimento	Numero di azioni erogate per il Piano LTI di riferimento	Numero di azioni potenzialmente erogabili per il Piano LTI di riferimento	Numero di azioni erogate per il Piano LTI di riferimento
Piano LTI 2019	1.538.547	6,983	0	0	0	956.562[135]
Piano LTI 2020	1.638.775	7,380	0	708.456[136]	728.265	312.127[137]
Piano LTI 2021	1.577.773	7,0010	443.608	196.980[138]	1.375.671	-
Piano LTI 2022	2.398.143	4,8495	1.858.051	-	2.023.677	-
Piano LTI 2023	4.040.820	5,5540	3.804.244	-	4.040.820	-
Piano LTI 2024	2.877.714	6,9730	2.877.714	-	-	-

Il fair value di tali strumenti rappresentativi di capitale è misurato sulla base del prezzo di mercato delle Azioni alla data di assegnazione[139].

129. Azioni acquistate nel periodo compreso tra il 23 settembre e il 2 dicembre 2019, equivalenti allo 0,015% circa del capitale sociale.
130. Azioni acquistate nel periodo compreso tra il 3 settembre e il 28 ottobre 2020, equivalenti allo 0,017% circa del capitale sociale.
131. Azioni acquistate nel periodo compreso tra il 18 giugno e il 21 luglio 2021, equivalenti allo 0,016% circa del capitale sociale.
132. Azioni acquistate nel periodo compreso tra il 17 giugno e il 20 luglio 2022, equivalenti allo 0,026% circa del capitale sociale.
133. Azioni acquistate nel periodo compreso tra il 16 ottobre 2023 e il 18 gennaio 2024, equivalenti allo 0,041% circa del capitale sociale.
134. Azioni acquistate nel periodo compreso tra il 16 settembre e l'8 novembre 2024, equivalenti allo 0,028% circa del capitale sociale.
135. Nella tabella è valorizzato il numero di Azioni erogate, in data 5 settembre 2023, ai destinatari del Piano LTI 2019 e che costituiscono la parte restante della componente azionaria del premio riconosciuto ai suddetti destinatari a seguito della consuntivazione degli obiettivi di performance del Piano stesso.
136. Nella tabella è valorizzato il numero di Azioni erogate, in data 5 settembre 2024, ai destinatari del Piano LTI 2020 e che costituiscono la parte restante della componente azionaria del premio riconosciuto ai suddetti destinatari a seguito della consuntivazione degli obiettivi di performance del Piano stesso.
137. Nella tabella è valorizzato il numero di Azioni erogate, in data 5 settembre 2023, ai destinatari del Piano LTI 2020 e che costituiscono parte della componente azionaria del premio riconosciuto ai suddetti destinatari a seguito della consuntivazione degli obiettivi di performance del Piano stesso. La restante parte della componente azionaria del premio, secondo i termini e le modalità di cui al Regolamento di attuazione di cui al Regolamento del Piano LTI 2020, è stata erogata il 5 settembre 2024.
138. Nella tabella è valorizzato il numero di Azioni erogate, in data 5 settembre 2024, ai destinatari del Piano LTI 2021 e che costituiscono parte della componente azionaria del premio riconosciuto ai suddetti destinatari a seguito della consuntivazione degli obiettivi di performance del Piano stesso. Per la restante parte della componente azionaria del premio è previsto un differimento al 2025, secondo i termini e le modalità di cui al Regolamento di attuazione del Piano LTI 2021.
139. Con riferimento al Piano LTI 2019, la data di assegnazione si riferisce al 12 novembre 2019, ovverosia alla data della riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato modalità e tempi di assegnazione del Piano LTI 2019 ai destinatari.
Con riferimento al Piano LTI 2020, la data di assegnazione si riferisce al 17 settembre 2020, ovverosia alla data della riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato modalità e tempi di assegnazione del Piano LTI 2020 ai destinatari.
Con riferimento al Piano LTI 2021, la data di assegnazione si riferisce al 16 settembre 2021, ovverosia alla data della riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato modalità e tempi di assegnazione del Piano LTI 2021 ai destinatari.
Con riferimento al Piano LTI 2022, la data di assegnazione si riferisce al 21 settembre 2022, ovverosia alla data della riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato modalità e tempi di assegnazione del Piano LTI 2022 ai destinatari.
Con riferimento al Piano LTI 2023, la data di assegnazione si riferisce al 5 ottobre 2023, ovverosia alla data della riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato modalità e tempi di assegnazione del Piano LTI 2023 ai destinatari.
Con riferimento al Piano LTI 2024, la data di assegnazione si riferisce al 19 settembre 2024, ovverosia alla data della riunione del Consiglio di Amministrazione che ha approvato modalità e tempi di assegnazione del Piano LTI 2024 ai destinatari.

Il costo relativo alla componente azionaria è determinato con riferimento al fair value degli strumenti rappresentativi di capitale assegnati ed è rilevato lungo la durata del vesting period in contropartita alle riserve di patrimonio netto.

I costi totali del Gruppo rilevati a Conto economico ammontano a 10 milioni di euro nell'esercizio 2024 (6 milioni di euro nel 2023).
Non ci sono state cancellazioni o modifiche che hanno interessato i Piani approvati.

52. Informativa sulle parti correlate

Le parti correlate sono state individuate sulla base di quanto disposto dai princípi contabili internazionali e dalle disposizioni CONSOB emanate in materia.
In quanto operatore nel campo della produzione, della distribuzione, del trasporto e della vendita di energia elettrica, nonché della vendita di gas naturale, Enel effettua transazioni con un certo numero di società controllate direttamente o indirettamente dallo Stato italiano, azionista di riferimento del Gruppo.

La tabella sottostante riepiloga le principali transazioni intrattenute con tali controparti.

Parte correlata	Rapporto	Natura delle principali transazioni
Acquirente Unico	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di energia elettrica destinata al mercato di maggior tutela
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (Terna) Vendita di servizi di trasporto di energia elettrica (Gruppo Eni) Acquisto di servizi di trasporto, dispacciamento e misura (Terna) Acquisto di servizi di postalizzazione (Poste Italiane) Acquisto di combustibili per gli impianti di generazione, di servizi di stoccaggio e distribuzione del gas naturale (Gruppo Eni)
GSE – Gestore dei Servizi Energetici	Interamente controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica incentivata Versamento della componente A3 per incentivazione fonti rinnovabili
GME – Gestore dei Mercati Energetici	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica in Borsa (GME) Acquisto di energia elettrica in Borsa per pompaggi e programmazione impianti (GME)
Gruppo Leonardo	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di servizi informatici e fornitura di beni

Inoltre, il Gruppo intrattiene rapporti di natura prevalentemente commerciale nei confronti delle società collegate o partecipate con quote di minoranza.

Infine, Enel intrattiene con i fondi pensione FOPEN e FONDENEL, con la Fondazione Enel e con Enel Cuore, società Onlus di Enel operante nell'ambito dell'assistenza sociale e socio-sanitaria, rapporti istituzionali e di finalità sociale.

Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato, in alcuni casi determinate dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.
Le tabelle seguenti forniscono una sintesi dei rapporti sopra descritti nonché dei rapporti economici e patrimoniali con parti correlate, società collegate e a controllo congiunto rispettivamente in essere al 31 dicembre 2024 e al 31 dicembre 2023.

Milioni di euro	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti[1]	Altre
Rapporti economici					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	2.726	78	2.079	256
Altri proventi	-	-	47	18	3
Altri proventi finanziari	-	-	-	-	-
Energia elettrica, gas e combustibile	1.052	6.275	40	1.210	1
Servizi e altri materiali	-	44	3	3.375	64
Altri costi operativi	10	144	4	51	1
Risultati netti da contratti su commodity	-	-	-	2	-
Altri oneri finanziari	1	1	-	18	-

(1) Include i saldi riferiti principalmente a: Terna, Cassa Depositi e Prestiti SpA, Eni, Snam, Poste Italiane, Ansaldo Energia e Italgas.

Milioni di euro	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti[1]	Altre
Rapporti patrimoniali					
Altre attività finanziarie non correnti	-	-	-	3	1
Derivati finanziari attivi non correnti	-	-	-	-	-
Altre attività non correnti	-	-	-	3	-
Crediti commerciali	-	133	5	1.144	38
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	783	2
Altre attività correnti	-	-	59	19	2
Finanziamenti a lungo termine	-	-	-	369	-
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	-	-	-	11	6
Derivati finanziari passivi non correnti	-	-	-	-	-
Finanziamenti a breve termine	-	-	-	2	-
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	-	89	-
Debiti commerciali	254	298	381	1.701	6
Altre passività finanziarie correnti	-	-	-	-	-
Derivati finanziari passivi correnti	-	-	-	-	-
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	-	-	-	25	12
Altre passività correnti	-	-	-	-	39
Altre informazioni					
Garanzie rilasciate	-	-	-	10	26
Garanzie ricevute	-	-	-	136	-
Impegni	-	-	-	25	-

(1) Include i saldi riferiti principalmente a: Terna, Cassa Depositi e Prestiti SpA, Eni, Snam, Poste Italiane, Ansaldo Energia e Italgas.

Totale 2024	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale 2024	Totale voce di bilancio	Incidenza %	*Di cui parti correlate non eligibili*
5.139	189	**5.328**	**73.914**	**7,2%**	*4.461*
68	14	**82**	**5.033**	**1,6%**	*64*
-	209	**209**	**2.409**	**8,7%**	*-*
8.578	136	**8.714**	**30.282**	**28,8%**	*7.835*
3.486	334	**3.820**	**19.240**	**19,9%**	*3.086*
210	2	**212**	**3.940**	**5,4%**	*207*
2	1	**3**	**477**	**0,6%**	*2*
20	80	**100**	**7.828**	**1,3%**	*2*

Totale al 31.12.2024	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.12.2024	Totale voce di bilancio	Incidenza %
4	860	**864**	**7.607**	**11,4%**
-	2	**2**	**2.003**	**0,1%**
3	-	**3**	**1.937**	**0,2%**
1.320	166	**1.486**	**15.941**	**9,3%**
785	1.179	**1.964**	**4.854**	**40,5%**
80	22	**102**	**3.891**	**2,6%**
369	282	**651**	**60.000**	**1,1%**
17	-	**17**	**5.682**	**0,3%**
-	8	**8**	**2.915**	**0,3%**
2	7	**9**	**3.645**	**0,2%**
89	22	**111**	**7.439**	**1,5%**
2.640	96	**2.736**	**13.693**	**20,0%**
-	1	**1**	**845**	**0,1%**
-	6	**6**	**3.584**	**0,2%**
37	-	**37**	**2.448**	**1,5%**
39	3	**42**	**15.087**	**0,3%**

36	-	**36**		
136	-	**136**		
25	-	**25**		

Milioni di euro	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti[1]	Altre
Rapporti economici					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	3.172	14	3.626	224
Altri proventi	-	-	-	10	3
Altri proventi finanziari	-	-	-	2	-
Energia elettrica, gas e combustibile	2.035	7.098	11	2.304	2
Servizi e altri materiali	-	63	2	2.751	72
Altri costi operativi	11	201	355	51	2
Risultati netti da contratti su commodity	-	-	-	-	-
Altri oneri finanziari	1	-	-	29	-

(1) Include i saldi riferiti principalmente a: Terna, Cassa Depositi e Prestiti SpA, Eni, Snam, Poste Italiane, Ansaldo Energia e Italgas.

Milioni di euro	Acquirente Unico	GME	GSE	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti[1]	Altre
Rapporti patrimoniali					
Altre attività finanziarie non correnti	-	-	-	-	1
Derivati finanziari attivi non correnti	-	-	-	-	-
Crediti commerciali	-	84	7	940	59
Derivati finanziari attivi correnti	-	-	-	-	-
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	5	1
Altre attività correnti	-	-	17	23	3
Finanziamenti a lungo termine	-	-	-	357	-
Passività derivanti da contratti con i clienti non correnti	-	-	-	11	7
Derivati finanziari passivi non correnti	-	-	-	-	-
Finanziamenti a breve termine	-	-	-	-	-
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	-	89	-
Debiti commerciali	497	201	378	1.616	8
Derivati finanziari passivi correnti	-	-	-	-	-
Passività derivanti da contratti con i clienti correnti	-	-	-	31	22
Altre passività correnti	-	-	-	3	34
Altre informazioni					
Garanzie rilasciate	-	-	-	10	60
Garanzie ricevute	-	-	-	136	36
Impegni	-	-	-	23	-

(1) Include i saldi riferiti principalmente a: Terna, Cassa Depositi e Prestiti SpA, Eni, Snam, Poste Italiane, Ansaldo Energia e Italgas.

Totale 2023	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale 2023	Totale voce di bilancio	Incidenza %	*Di cui parti correlate non eligibili*
7.036	224	**7.260**	**92.882**	**7,8%**	*5.455*
13	5	**18**	**2.683**	**0,7%**	*10*
2	237	**239**	**2.916**	**8,2%**	*-*
11.450	128	**11.578**	**46.270**	**25,0%**	*10.214*
2.888	463	**3.351**	**18.304**	**18,3%**	*2.673*
620	-	**620**	**6.125**	**10,1%**	*612*
-	(7)	**(7)**	**(2.966)**	**0,2%**	*-*
30	59	**89**	**5.966**	**1,5%**	*3*

Totale al 31.12.2023	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.12.2023	Totale voce di bilancio	Incidenza %
1	1.929	**1.930**	**8.750**	**22,1%**
-	4	**4**	**2.383**	**0,2%**
1.090	176	**1.266**	**17.773**	**7,1%**
-	-	**-**	**6.407**	**-**
6	168	**174**	**4.329**	**4,0%**
43	49	**92**	**4.099**	**2,2%**
357	302	**659**	**61.085**	**1,1%**
18	-	**18**	**5.743**	**0,3%**
-	8	**8**	**3.373**	**0,2%**
-	3	**3**	**4.769**	**0,1%**
89	22	**111**	**9.086**	**1,2%**
2.700	129	**2.829**	**15.821**	**17,9%**
-	15	**15**	**6.461**	**0,2%**
53	-	**53**	**2.126**	**2,5%**
37	3	**40**	**14.760**	**0,3%**
70	-	**70**		
172	-	**172**		
23	-	**23**		

In merito all'informativa sulla retribuzione dei componenti del Consiglio di Amministrazione, del Collegio Sindacale, del Direttore Generale e dei dirigenti con responsabilità strategiche, prevista dallo IAS 24, si rimanda alle seguenti tabelle.

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Compensi riferiti ai componenti del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale, al Direttore Generale				
Benefici a breve termine per i dipendenti	5	5	-	-
Benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione del rapporto di lavoro	-	5	(5)	-
Pagamenti basati su azioni	1	1	-	-
Totale	**6**	**11**	**(5)**	**-45,5%**

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Compensi riferiti ai dirigenti con responsabilità strategiche				
Benefici a breve termine per i dipendenti	7	8	(1)	-12,5%
Benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione del rapporto di lavoro	-	4	(4)	-
Pagamenti basati su azioni	1	1	-	-
Totale	**8**	**13**	**(5)**	**-38,5%**

Si ricorda infine che, nell'ambito delle regole di corporate governance di cui si è dotato il Gruppo Enel, descritte dettagliatamente nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari disponibile sul sito internet della Società (www.enel.com), sono state previste le condizioni per assicurare che le operazioni con parti correlate vengano effettuate nel rispetto di criteri di trasparenza nonché di correttezza procedurale e sostanziale.

Nel corso del mese di novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato una procedura che disciplina l'approvazione e l'esecuzione delle operazioni con parti correlate poste in essere da Enel SpA, direttamente ovvero per il tramite di società controllate (la "Procedura OPC Enel"), da ultimo aggiornata nel mese di giugno 2021. Tale procedura (reperibile all'indirizzo https://www.enel.com/it/investitori/governance/statuto-regolamenti-politiche) individua una serie di regole volte ad assicurare la trasparenza e la correttezza, sia sostanziale sia procedurale, delle operazioni con parti correlate ed è stata adottata in attuazione di quanto disposto dall'art. 2391 *bis* del codice civile e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB con Regolamento n. 17221 del 12 marzo 2010, come successivamente modificato (il "Regolamento CONSOB OPC"). Si segnala che nel corso dell'esercizio 2024 non sono state realizzate operazioni con parti correlate per le quali fosse necessario procedere all'inserimento in bilancio dell'informativa richiesta dal Regolamento CONSOB OPC.

53. Erogazioni pubbliche - Informativa *ex* art. 1, commi 125-129, legge n. 124/2017

Ai sensi dell'art. 1, commi 125 e 126, della legge n. 124/2017 e successive modificazioni, di seguito sono indicate le informazioni in merito alle erogazioni ricevute da enti e amministrazioni pubbliche italiane, nonché le erogazioni concesse da Enel SpA e dalle società controllate consolidate integralmente a imprese, persone ed enti pubblici e privati. L'informativa tiene conto: (i) delle erogazioni ricevute da soggetti pubblici/entità statali italiani; e (ii) delle erogazioni concesse da parte di Enel SpA e delle controllate del Gruppo a soggetti pubblici o privati residenti o stabiliti in Italia.

L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo superiore a 10.000 euro, effettuate dal medesimo soggetto erogante nel corso del 2024, anche tramite una pluralità di transazioni economiche. Il criterio di rilevazione utilizzato è quello cosiddetto "di cassa".

Ai sensi delle disposizioni dell'art. 3 *quater* del decreto legge 14 dicembre 2018, n. 135, convertito dalla legge 11 febbraio 2019, n. 12, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'art. 52 della legge 24 dicembre 2012, n. 234.

Erogazioni ricevute in milioni di euro

Istituto finanziario/ Ente erogatore	Società beneficiaria	Importo	Note
MUR	Enel X Srl	0,23	Tranche di contributo a fondo perduto sul progetto SE4I per il SAL n. 7, 8, 9, 10 e 11. Progetto finanziato nell'ambito del PON MIUR R&I PNR 2015-2020, Avviso Pubblico MIUR n. 1735 del 13 luglio 2017
MIMIT	Enel X Srl	1,70	Tranche di contributo a fondo perduto sul progetto IPCEI Summer per il SAL n. 1 e 2. Progetto finanziato nell'ambito del Fondo IPCEI, Avviso Pubblico decreto MISE del 7 luglio 2021
MUR	Enel X Srl	0,02	Tranche di contributo a fondo perduto a saldo del progetto WINSIC4AP. Progetto finanziato nell'ambito del Programma cooperazione internazionale ECSEL 2016, *ex* art. 18 decreto ministeriale n. 593 del 26 luglio 2016
Regione Sicilia	Enel X Way Italia Srl	0,81	Tranche di contributo per il progetto Sicilia Smart Charging, finanziato nell'ambito del PNIRE Regione Sicilia
Regione Sicilia	Enel X Way Italia Srl	0,25	Tranche di contributo a saldo per il progetto Sicilia Smart Charging, finanziato nell'ambito del PNIRE Regione Sicilia
Invitalia_MIMIT	3SUN Srl	48,49	Tranche di contributo sul primo SAL del Contratto di Sviluppo TANGO ITaliAN PV Giga factOry, per la costruzione della gigafactory per la produzione di moduli fotovoltaici innovativi nello stabilimento di Catania
Parco del Pollino	e-distribuzione SpA	0,05	Parco del Pollino liquidazione 1ª tranche
MASE	e-distribuzione SpA	896,24	Progetti PNRR "Rafforzamento Smart Grid" e "Incremento Resilienza"
MIMIT	e-distribuzione SpA	18,65	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017
MIMIT	e-distribuzione SpA	47,70	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2019
Regione Sicilia	e-distribuzione SpA	11,18	Progetti POR SICILIA "PO FESR 2014/2020"
Regione Basilicata	e-distribuzione SpA	4,33	Progetti POR BASILICATA "PO FESR 2014/2020"
Regione Puglia	e-distribuzione SpA	13,72	Progetti POR PUGLIA "PO FESR 2014/2020"
Università degli studi di Sassari	e-distribuzione SpA	0,05	Progetto LIFE Safe For Vulture
CINEA	e-distribuzione SpA	0,09	Progetto LIFE Egyptian Vulture
ISPRA	e-distribuzione SpA	0,12	Progetto LIFE Abilas
Commissione Europea	e-distribuzione SpA	0,02	Progetto FLEXPLAN
MASE	e-distribuzione SpA	0,01	Progetto FLOW
Commissione Europea	e-distribuzione SpA	0,01	Progetto BEFLEXIBLE
MUR	e-distribuzione SpA	0,11	Progetto COMESTO
MUR	e-distribuzione SpA	0,05	Progetto RAFAEL
MUR	e-distribuzione SpA	0,04	Progetto EEB
		1.043,87	**Totale**

Erogazioni concesse in milioni di euro

Società erogante	Società/Ente beneficiario	Importo	Note
Enel SpA	MAXXI	0,60	Erogazione per promuovere e sensibilizzare l'arte, la ricerca e l'innovazione in campo artistico
Enel X Srl	Enel Cuore Onlus	0,04	Contributo liberale anno 2024
Enel Energia	Enel Cuore Onlus	2,12	Contributo 2023-2024
Enel Energia	Fondazione Centro Studi Enel	1,94	Contributo 2023-2024
Enel Global Services Srl	Amedeo Martusciello	0,01	Sussidio straordinario A. Martusciello
Enel Global Services Srl	IQT Consulting SpA	0,01	Contributo liberale formazione e consulenza BIM
Enel Global Services Srl	Sering Italia Srl	0,01	Contributo liberale formazione e consulenza BIM
Enel Global Services Srl	Speri Società di Ing. e Architettura SpA	0,01	Contributo liberale formazione e consulenza BIM
Enel Global Trading	Enel Cuore Onlus	0,04	Erogazione liberale a favore di progetti individuati nel corso del 2024
Enel Global Trading	Enel Cuore Onlus	0,76	Erogazione liberale saldo 2023
Enel Italia SpA	Fondazione Nazionale Accademia Santa Cecilia	0,60	Donazione modale Enel Italia anno 2024 a sostengo delle attività culturali della Fondazione
Enel Italia SpA	Fondazione Teatro alla Scala di Milano	0,60	Donazione anno 2024 a sostegno della promozione e sviluppo della cultura e dell'educazione musicale della collettività
Enel Italia SpA	Fondazione AIRC	0,01	Erogazione liberale a sostegno della ricerca, del progresso, della scienza per un futuro migliore
Enel Italia SpA	Fondazione Banco dell'Energia	0,05	Donazione per progetto Tutor Efficienza Domestica
Enel Italia SpA	Spazio Teatro No'hma Teresa Pomodoro	0,02	Erogazione liberale a sostegno delle attività culturali promosse dal teatro
Enel Italia SpA	Fondazione Policlinico Universitario Agostino Gemelli IRCCS	0,08	Donazione mascherine FFP2
Enel Green Power Italia	Unione dei Comuni Montani Amiata Grossetana	0,04	Donazione 2024
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	1,30	80% a saldo contributo liberale 2023
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	0,26	20% del contributo liberale 2024
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi	0,88	50% a saldo contributo liberale 2023
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi	0,78	50% del contributo liberale 2024
e-distribuzione SpA	Parco del Pollino	0,06	Messa in sicurezza linee per la tutela della biodiversità
e-distribuzione SpA	Ministero dell'Ambiente	0,16	Messa in sicurezza linee per la tutela in Sardegna dell'Aquila del Bonelli (Fondazione Segré)
e-distribuzione SpA	Federpark	0,02	Ripartizione del contributo percepito a titolo di Final Payment per il Progetto LIFE Egyptian Vulture Life 16 NAT/IT/000659
e-distribuzione SpA	ISPRA	0,29	Ripartizione del contributo percepito a titolo di Final Payment per il Progetto LIFE Egyptian Vulture Life 16 NAT/IT/000659
Enel Produzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,59	Prima tranche 2024 Enel Foundation
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0,20	Prima tranche 2024
Enel Produzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,41	Seconda tranche 2023 Enel Foundation
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0,60	Seconda tranche 2023
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	0,04	Quota associativa 2024
Enel Produzione SpA	Procura Generale della Congregazione delle Missionarie Figlie di San Girolamo Emiliani (Santa Gilla)	0,02	Donazione di pannelli fotovoltaici destinati alla Comunità alloggio Emmaus di Elmas con sede in Cagliari
Enel Produzione SpA	Diocesi di Civitavecchia Tarquinia	0,02	Erogazione liberale di una statua in bronzo raffigurante Papa Giovanni Paolo II da installare nella aiuola antistante la cattedrale San Francesco di Civitavecchia
		12,57	**Totale**

54. Impegni contrattuali e garanzie

Gli impegni contrattuali assunti dal Gruppo Enel e le garanzie prestate a terzi sono di seguito riepilogati.

Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023	2024-2023
Garanzie prestate:			
- fideiussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	3.300	3.407	(107)
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	56.438	63.422	(6.984)
- acquisti di combustibili	44.008	47.666	(3.658)
- forniture varie	3.614	3.017	597
- appalti	5.608	6.982	(1.374)
- altre tipologie	6.757	6.483	274
Totale	**116.425**	**127.570**	**(11.145)**
TOTALE	**119.725**	**130.977**	**(11.252)**

Rispetto a quanto rilevato al 31 dicembre 2023, la variazione in diminuzione degli impegni assunti per gli "acquisti di energia elettrica", pari a 6.984 milioni di euro, è riferibile essenzialmente all'avanzamento dei contratti, all'andamento del prezzo dell'energia elettrica e alla cessione di Enel Distribución Perú.

La variazione in diminuzione degli impegni per gli "acquisti di combustibili", pari a 3.658 milioni di euro, è riferita principalmente alla contrazione degli acquisti di combustibile e alla contrazione dei prezzi del gas.

Il decremento degli impegni per "appalti", pari a 1.374 milioni di euro, è riferito principalmente alla naturale scadenza dei contratti, principalmente in Italia.

Per maggiori dettagli sulla scadenza degli impegni e delle garanzie, si rinvia al paragrafo "Impegni per l'acquisto delle commodity" contenuto nella nota 47.

55. Attività e passività potenziali

Di seguito sono riportate le principali attività e passività potenziali al 31 dicembre 2024, alcune delle quali parzialmente accantonate in bilancio per la parte la cui soccombenza è ritenuta probabile, in base ai presupposti previsti dal principio di riferimento IAS 37.

Grandi concessioni idroelettriche – Italia

La disciplina nazionale delle concessioni idroelettriche di grande derivazione, come da ultimo modificata dal decreto legge n. 135/2018 convertito in legge n. 12/2019, ha anche introdotto alcune modifiche in materia di canoni concessori, introducendo la quota variabile del canone (che si aggiunge alla quota fissa), nonché l'obbligo di fornire energia gratuita a favore di enti pubblici (220 kWh di energia per ogni kW di potenza nominale media di concessione). In attuazione di tale legge statale, a oggi le regioni (Lombardia, Piemonte, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Provincia di Trento, Veneto, Calabria, Basilicata, Abruzzo, Lazio, Umbria e Toscana) hanno emanato leggi regionali di attuazione di detta normativa statale, e hanno richiesto il pagamento sia del canone binomio (che si compone della quota fissa e della quota variabile), sia dell'equivalente monetario della fornitura gratuita di energia elettrica. Enel Produzione SpA ed Enel Green Power Italia Srl (le "Società") hanno impugnato gli atti attuativi delle leggi regionali e tutti i successivi avvisi di pagamento del canone binomio e della monetizzazione della fornitura di energia gratuita avanti al Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche ("TSAP"), chiedendone l'annullamento e sollevando la questione di illegittimità costituzionale sia della legge statale sia delle leggi regionali. In tali giudizi le Società hanno lamentato che gli atti attuativi regionali – così come la disciplina regionale di cui costituiscono attuazione – presentano forti profili di illegittimità costituzionale, *in primis* per violazione dei princípi fondamentali contenuti nella normativa statale e di diversi princípi di rango primario tutelati sia dalla Costituzione italiana sia dall'ordinamento euro-unitario in materia di legittimo

affidamento, tutela della proprietà, ragionevolezza, iniziativa privata, concessioni, laddove:

- prevedono l'applicazione retroattiva anche alle concessioni di grande derivazione in corso di validità della disciplina del canone binomio e dell'obbligo di fornitura gratuita di energia o del suo controvalore economico;
- dispongono la monetizzazione dell'obbligo di fornitura gratuita di energia, non prevista dalla norma statale.

Inoltre, l'introduzione da parte delle Regioni di detti nuovi obblighi di corrispondere il canone binomio e di fornire gratuitamente un certo quantitativo annuale di energia, in termini di corresponsione del relativo controvalore monetario, a carico anche dei titolari di concessioni in corso di validità e non ancora scadute, determina un imprevisto e irragionevole squilibrio economico dei rapporti concessori. Tale circostanza si pone in evidente contrasto con i princípi di ragionevolezza, proporzionalità e legittimo affidamento degli oneri concessori, il cui rispetto è richiesto dalla giurisprudenza costituzionale qualora siano introdotte, nell'ambito di rapporti di durata, modifiche peggiorative.

A partire dal mese di settembre 2024, il TSAP ha emesso sentenza nei giudizi avverso i provvedimenti emessi dalle regioni Lombardia, Piemonte e Abruzzo, rigettando i detti ricorsi.

Le Società stanno impugnando tali sentenze dinanzi alla Corte di Cassazione. Avverso la prima sentenza resa dal TSAP è stata altresì presentata istanza di sospensione cautelare dell'esecuzione; l'udienza per la discussione dell'istanza cautelare è stata fissata per il 26 marzo 2025. I rimanenti giudizi davanti al TSAP sono ancora pendenti in fase istruttoria.

Dinanzi al Tribunale Regionale delle Acque Pubbliche (TRAP) sono state impugnate altresì le ordinanze-ingiunzione di pagamento emesse dalla Regione Emilia-Romagna e dalla Regione Veneto a fronte del mancato pagamento degli importi di cui agli avvisi di pagamento. Detti giudizi sono stati sospesi in attesa della decisione del TSAP.

Concessioni idroelettriche Sardegna – Italia

Nell'ottobre del 2018, la Regione Autonoma della Sardegna (RAS), con tre delibere di Giunta (e provvedimenti connessi), ha disposto che le tre concessioni di grandi derivazioni idroelettriche in Sardegna, Coghinas, Flumendosa e Taloro (centrali, dighe e condotte) facenti capo a Enel Produzione (EP) con scadenza nel 2029 fossero affidate in gestione all'Enas, Ente pubblico della Regione Sardegna, a far data dal 1° gennaio 2019.

EP ha impugnato davanti al Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche (TSAP) tali provvedimenti ritenendoli illegittimi e gravemente lesivi dei diritti quesiti di EP, in quanto palesemente in contrasto, tra l'altro, con il decreto legislativo n. 79/1999 (c.d. "Decreto Bersani"), le disposizioni del Decreto Semplificazioni, nonché in aperta violazione con l'art. 117 della Costituzione e di diversi princípi fondamentali tutelati dalla Costituzione italiana, dalla Convenzione Europea dei Diritti dell'Uomo e dalla Carta dei Diritti Fondamentali dell'UE, quali la tutela della proprietà privata, della concorrenza, della certezza del diritto e della libertà di iniziativa economica privata.

Nel corso del giudizio, il TSAP ha dapprima disposto la sospensiva dell'efficacia dei provvedimenti impugnati e successivamente, nel 2023, ha annullato le delibere della Regione Sardegna per un vizio procedimentale (mancata comunicazione dell'avvio del procedimento), dichiarando assorbiti gli altri motivi di ricorso di EP.

La Regione Sardegna ha impugnato la decisione dinanzi alla Corte di Cassazione e con ricorso alla Corte Costituzionale per conflitto di attribuzione. EP si è costituita in entrambi i giudizi.

Con ordinanza del 28 dicembre 2024, la Corte di Cassazione ha accolto il ricorso della Regione Sardegna e ha cassato con rinvio la sentenza del TSAP. EP ha riassunto il giudizio dinanzi al TSAP per il prosieguo e l'esame dei restanti motivi di ricorso, promuovendo contestuale istanza di sospensione di provvedimenti impugnati che sarà discussa all'udienza del 19 marzo 2025.

Il procedimento davanti alla Corte Costituzionale per conflitto di attribuzione è destinato a essere dichiarato improcedibile dato che la sentenza del TSAP è stata annullata.

Procedimento Antitrust 12461 EE – Rinnovi contrattuali – Italia

L'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM), in data 13 dicembre 2022, ha notificato a Enel Energia SpA ("Società" o "EE") e ad altre sei società (Hera, A2A, Acea, Eni Plenitude, Engie, Edison), l'avvio di un procedimento per pratiche commerciali scorrette contestando alle stesse la violazione di alcune disposizioni del Codice del Consumo e dell'art. 3 del decreto legge n. 115/2022 (c.d. "Decreto Aiuti *bis*").

In particolare, l'AGCM, tra l'altro, ha contestato a EE di

avere inviato ai propri clienti, nel periodo da maggio a ottobre 2022, comunicazioni di modifica del prezzo che, da un lato, avrebbero un contenuto generico e omissivo nella misura in cui non precisano la data di scadenza delle condizioni economiche oggetto di rinnovo e, dall'altro, costituirebbero esercizio di ius variandi in quanto dirette a preannunciare la modifica delle condizioni economiche del rapporto di fornitura, in contrasto con quanto previsto dal citato art. 3 del Decreto Aiuti *bis*.
Con provvedimento di avvio del procedimento, l'AGCM ha contestualmente inibito in via cautelare l'invio di nuove comunicazioni di modifica del prezzo e imposto la rettifica di quelle già inviate.
Tutti gli operatori destinatari di detto ordine, compresa EE, hanno impugnato il provvedimento che si basava sull'assunto che qualsiasi modifica di prezzo fosse stata vietata ai fornitori nel periodo indicato dal Decreto Aiuti *bis* (10 agosto - 30 aprile, termine poi prorogato dal decreto legge n. 198/2022, c.d. "Decreto Milleproroghe", fino al 30 giugno 2023).
In seguito all'ordinanza del Consiglio di Stato del 22 dicembre 2022 e al Decreto Milleproroghe del 29 dicembre 2022, con i quali è stata esclusa l'applicabilità dell'art. 3 del citato decreto legge per i rinnovi contrattuali (delle offerte in scadenza) effettuati nel rispetto dei termini di preavviso contrattualmente previsti e fermo restando il diritto di recesso della controparte, che sono stati così distinti dallo *ius variandi*, l'AGCM, con provvedimento cautelare del 29 dicembre 2022, ha confermato parzialmente l'originario provvedimento cautelare, confermando l'inibitoria delle variazioni o rinnovi delle condizioni economiche dei contratti in scadenza per i quali non era specificamente individuata o comunque predeterminabile la data di scadenza nella comunicazione inviata al cliente. EE ha presentato ricorso per motivi aggiunti contro questo provvedimento.
Con sentenza pubblicata il 19 maggio 2023, il TAR Lazio ha accolto i ricorsi di EE e annullato i provvedimenti cautelari emessi dall'AGCM il 12 e il 29 dicembre 2022. Sia l'AGCM che EE hanno impugnato la sentenza del TAR Lazio innanzi al Consiglio di Stato il quale, con sentenza del 10 dicembre 2024, ha dichiarato improcedibile l'appello proposto dall'AGCM ritenendo che i provvedimenti cautelari emessi nel contesto del procedimento fossero stati superati dal provvedimento sanzionatorio nel frattempo adottato dalla medesima AGCM.
Nel frattempo, infatti, in data 15 novembre 2023 l'AGCM, in relazione al procedimento per pratiche commerciali scorrette, ha notificato un provvedimento con cui ha accertato la violazione degli artt. 24 e 25 del Codice del Consumo, irrogando a EE una sanzione pari a 10 milioni di euro, il cui importo è stato pagato da EE il 15 dicembre 2023. In data 15 gennaio 2024, EE ha presentato ricorso al TAR Lazio per l'annullamento di tale provvedimento sanzionatorio, annullamento che è stato poi dichiarato dal TAR Lazio con sentenza pubblicata in data 18 novembre 2024. In data 11 febbraio 2025, l'AGCM ha impugnato tale decisione dinanzi al Consiglio di Stato.

Procedimento penale avviato nei confronti di e-distribuzione in relazione a un evento infortunistico – Italia

Il 1° luglio 2021 e-distribuzione SpA ha avuto notizia di un procedimento a carico di alcuni suoi dipendenti e manager, e della stessa e-distribuzione ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001, avviato dalla Procura della Repubblica di Taranto, a seguito dell'evento infortunistico verificatosi la notte tra il 27 e il 28 giugno 2021 ai danni di un dipendente di una ditta appaltatrice, successivamente defunto.
Nella fase di indagini è stato disposto un accertamento tecnico irripetibile e la relazione del Consulente tecnico del Pubblico Ministero, datata 15 dicembre 2021, è stata depositata e acquisita al fascicolo del PM.
Nei confronti di alcuni indagati, nonché nei confronti della ditta appaltatrice presso la quale l'infortunato era distaccato, è stato notificato provvedimento di archiviazione. Verso i restanti indagati e verso la società è stato notificato l'avviso di conclusione delle indagini preliminari *ex* art. 415 *bis* c.p.p. e, successivamente, in data 17 aprile 2023 è stato notificato l'avviso di fissazione dell'udienza preliminare dinanzi al Giudice per l'Udienza Preliminare del Tribunale di Taranto per la data del 23 maggio 2023. A seguito di rinvii, il prosieguo dell'udienza preliminare era fissato al 20 febbraio 2024, data in cui si è tenuta la discussione delle parti, ivi inclusa quella in merito alla richiesta di patteggiamento formulata da uno degli indagati. Alla successiva udienza del 21 maggio 2024, il Giudice ha accolto la richiesta di patteggiamento di un indagato persona fisica, disponendo rinvio a giudizio per tutti gli altri indagati.
Il dibattimento è iniziato il 1° ottobre 2024 e attualmente è in corso l'esame del teste dell'accusa e il processo è rinviato all'udienza del 15 aprile 2025.
Di concerto con la compagnia di assicurazione, si è definito *l'iter* per addivenire a una transazione con gli eredi del defunto, a tacitazione delle pretese risarcitorie formulate dalle persone offese, pur senza riconoscimento alcuno in ordine ai profili di responsabilità.

Arbitrato Enel Produzione SpA – Italia

Nell'ultimo trimestre del 2023 un fornitore di carbone ha avviato un arbitrato nei confronti di Enel Produzione per richiedere l'adempimento, da parte di quest'ultima, di alcuni contratti di fornitura di carbone stipulati tra le parti nel corso del 2021, contratti il cui adempimento era stato sospeso da Enel Produzione nel marzo 2022 in virtù del regime sanzionatorio imposto dai Regolamenti UE n. 269/2014 e n. 833/2014. La domanda è stata presentata per circa 11,2 milioni di dollari statunitensi per forniture già eseguite e circa 66,7 milioni di dollari statunitensi per forniture attese, più interessi. Il procedimento arbitrale è pendente; l'udienza si terrà l'ultima settimana di maggio 2025.

Contenzioso Green Network – Italia

Con atto di citazione dell'8 maggio 2019, Green Network SpA (GN) ha convenuto in giudizio Enel Energia SpA (EE) dinanzi al Tribunale di Roma per far accertare presunte condotte anticoncorrenziali (tra le quali anche pratiche illecite di win-back) che EE avrebbe realizzato nel tentativo di recuperare la clientela che sarebbe passata al trader concorrente e, per l'effetto, condannare EE al risarcimento del danno quantificato in 116.049.056 euro, oltre interessi e rivalutazione monetaria, in aggiunta alla pubblicazione della sentenza. EE si è costituita ritualmente in giudizio contestando la fondatezza della pretesa avversaria in fatto e diritto e chiedendo il rigetto integrale delle domande, nonché la condanna di parte attrice al risarcimento dei danni per lite temeraria. Il 9 febbraio 2024, a conclusione della fase istruttoria, le parti hanno scambiato gli scritti conclusivi e la causa è stata trattenuta in decisione.

Procedimento sanzionatorio del Garante per la Protezione dei Dati Personali nei confronti di Enel Energia – Italia

Il 29 febbraio 2024 è stato notificato dall'autorità Garante per la Protezione dei Dati Personali (GPDP), un provvedimento sanzionatorio che ha comminato alla società Enel Energia SpA ("Società" o "EE") una sanzione pecuniaria di 79.107.101 euro, oltre ad alcune misure prescrittive.
Il provvedimento trae origine da un procedimento avviato dal GPDP nel luglio 2023, nel corso del quale è stata contestata alla Società la mancata adozione di un adeguato sistema di monitoraggio e controllo sull'operato delle proprie agenzie, le quali, in un arco temporale che va dal 2015 al 2022, si sarebbero avvalse anche di operatori non ufficialmente incaricati, al solo fine di massimizzare i propri profitti, anche a danno della Società stessa.
Nel frattempo, la Società, a propria tutela, aveva già adottato nei confronti delle proprie agenzie, coinvolte nei fatti oggetto del provvedimento sanzionatorio, tutte le misure contrattualmente previste e aveva altresì denunciato in sede penale gli operatori che hanno agito abusivamente.
La Società, considerando infondate le contestazioni mosse dal GPDP, ha impugnato il provvedimento innanzi al Tribunale Civile di Roma, avanzando istanza di sospensiva, sia rispetto al pagamento della sanzione, sia rispetto alle misure prescrittive previste. Il 18 luglio 2024, a scioglimento della riserva assunta nel corso dell'udienza del 19 giugno 2024, il Giudice ha accolto la richiesta di sospensiva dell'efficacia esecutiva del provvedimento sanzionatorio con ordinanza non impugnabile, rinviando all'udienza del 14 maggio 2025 per la discussione del merito.

Contenzioso BEG – Italia, Francia, Lussemburgo

A conclusione di un procedimento arbitrale avviato in Italia dalla società BEG SpA (BEG), Enelpower SpA (Enelpower) ha ottenuto nel 2002 un lodo favorevole, confermato nel 2010 dalla Corte di Cassazione, con cui è stata integralmente rigettata la domanda risarcitoria avversaria in relazione al presunto inadempimento di Enelpower di un accordo per la valutazione della costruzione di una centrale idroelettrica in Albania. Successivamente BEG, attraverso la propria controllata Albania BEG Ambient Shpk (ABA), società di diritto albanese, ha avviato in Albania un giudizio contro Enelpower ed Enel SpA (Enel), in relazione alla medesima questione, ottenendo dal Tribunale Distrettuale di Tirana, in data 24 marzo 2009, una decisione, confermata dalla Cassazione albanese, che ha condannato Enelpower ed Enel al risarcimento di un danno extracontrattuale di circa 25 milioni di euro per il 2004 e di un ulteriore danno, non quantificato, per gli anni successivi. ABA, a seguito di tale decisione, ha chiesto il pagamento di oltre 430 milioni di euro.
Nel novembre 2016, Enel ed Enelpower hanno promosso un giudizio dinanzi alla Corte di Cassazione albanese, chiedendo la revocazione della sentenza emessa dal Tribunale Distrettuale di Tirana in data 24 marzo 2009. All'esito dell'udienza del 6 novembre 2024

la Corte Suprema albanese ha rigettato tale ricorso.
Con sentenza della Corte d'Appello di Roma del 7 marzo 2022, si è concluso l'ulteriore giudizio intrapreso da Enel ed Enelpower dinanzi al Tribunale di Roma, teso a ottenere l'accertamento della responsabilità di BEG per avere aggirato il lodo arbitrale reso in Italia a favore di Enelpower mediante le predette iniziative assunte dalla controllata ABA. Con la suddetta sentenza la Corte d'Appello di Roma ha confermato la sentenza di primo grado resa dal Tribunale di Roma in data 16 giugno 2015 che aveva rigettato la domanda in rito.
In data 20 maggio 2021, inoltre, la Corte Europea dei Diritti dell'Uomo (CEDU) ha emesso la sentenza con la quale ha deciso sul ricorso promosso da BEG contro lo Stato italiano per violazione dell'art. 6.1 della Convenzione Europea dei Diritti dell'Uomo. Con tale decisione la Corte ha respinto la richiesta di BEG di riaprire il procedimento arbitrale di cui sopra e ha, altresì, rigettato la domanda risarcitoria di BEG per danni patrimoniali per circa 1,2 miliardi di euro, per insussistenza del nesso di causalità con la condotta contestata, riconoscendo un risarcimento di 15.000 euro per danni non patrimoniali.
Ciononostante, il 29 dicembre 2021, BEG, con un'azione ritenuta dalla Società e dai suoi legali infondata e pretestuosa, ha deciso di convenire in giudizio dinanzi al Tribunale di Milano lo Stato italiano, per chiedere, come conseguenza della sentenza della CEDU, il risarcimento a titolo di responsabilità extracontrattuale di un importo quantificato in circa 1,8 miliardi di euro. In tale giudizio BEG ha altresì convenuto, a titolo di responsabilità solidale, Enel ed Enelpower. Con ordinanza del 14 giugno 2022, il Tribunale di Milano, in accoglimento dell'eccezione di incompetenza territoriale sollevata dall'Avvocatura dello Stato, ha dichiarato la propria incompetenza a conoscere della controversia in favore del Tribunale di Roma, foro esclusivamente competente a conoscere delle cause nelle quali è coinvolto lo Stato italiano, condannando BEG al pagamento delle spese processuali in favore dei convenuti. BEG non ha riassunto il giudizio dinanzi al Tribunale di Roma nel termine di legge del 14 ottobre 2022 e pertanto il procedimento si è estinto.
Poco tempo dopo, in data 3 novembre 2022, BEG ha riproposto le medesime domande risarcitorie del procedimento estinto, notificando un nuovo atto di citazione dinanzi al Tribunale di Milano nei confronti dei medesimi convenuti, a esclusione dello Stato italiano, che BEG ha dichiarato di non voler convenire in tale giudizio. Enel ed Enelpower si sono ritualmente costituite in giudizio al fine di contestare la domanda, che si ritiene del tutto pretestuosa e infondata, al pari della precedente analoga iniziativa. All'esito dell'udienza di ammissione dei mezzi di prova, con ordinanza del 26 ottobre 2023 il Giudice ha respinto le richieste istruttorie della parte attrice e ha rinviato il giudizio per la precisazione delle conclusioni al 17 ottobre 2024 all'esito della quale le parti hanno presentato i propri scritti conclusivi e si resta in attesa della decisione.

Procedimenti intrapresi da Albania BEG Ambient Shpk (ABA) per il riconoscimento della sentenza del Tribunale di Tirana del 24 marzo 2009

Italia

Con ricorso notificato in data 11 settembre 2023, la società Albania BEG Ambient Shpk (ABA) ha promosso dinanzi la Corte d'Appello di Roma, nei confronti di Enel SpA ed Enelpower Srl, il procedimento volto a ottenere, ai sensi dell'art. 67 della legge n. 218/1995, il riconoscimento e l'esecuzione della sentenza del Tribunale di Tirana del 24 marzo 2009. Le due società del Gruppo si sono costituite in giudizio contestando integralmente la domanda di *exequatur*. All'esito dell'udienza di prima comparizione la Corte d'Appello ha rinviato al 18 settembre 2025 per la discussione orale della causa.

Francia

Nel 2012, ABA ha convenuto Enel ed Enelpower davanti al Tribunal de Grande Instance di Parigi (TGI) per ottenere il riconoscimento della sentenza albanese in Francia.
Il 29 gennaio 2018, il TGI ha rigettato la domanda di ABA. In particolare, il TGI ha statuito che: (i) la sentenza albanese contrasta con un giudicato preesistente (il lodo arbitrale del 2002) e (ii) la circostanza che BEG abbia cercato di ottenere in Albania ciò che non è riuscita a ottenere nel giudizio arbitrale italiano, riproponendo la medesima domanda tramite la sua controllata ABA, costituisce una frode alla legge.
Successivamente, con sentenza del 4 maggio 2021, la Corte d'Appello di Parigi ha rigettato integralmente l'appello proposto da ABA, confermando la sentenza di primo grado e, in particolare, l'inconciliabilità della sentenza albanese con il lodo arbitrale del 2002, e ha condannato ABA a rifondere a Enel ed Enelpower 200.000 euro ciascuna a titolo di spese legali.
Con sentenza del 17 maggio 2023 la Corte di Cassazione francese ha respinto l'ulteriore impugnazione di ABA rigettando così in via definitiva la domanda di *exequatur* di ABA.

In conseguenza della sentenza favorevole della Corte d'Appello, Enel ha avviato un separato giudizio volto a ottenere la liberazione dei sequestri conservativi presso terzi *(Saisie Conservatoire de Créances)* in favore di ABA di eventuali crediti vantati da Enel nei confronti di Enel France precedentemente notificati. Con ordinanza del 16 giugno 2022, il Tribunale dell'Esecuzione di Parigi ha ordinato il rilascio di tali sequestri, ordinando altresì ad ABA il pagamento in favore di Enel di una somma complessiva pari a circa 146.000 euro a titolo di risarcimento danni e spese legali. ABA ha impugnato la predetta ordinanza di rilascio, e l'impugnazione è stata accolta con sentenza del 17 maggio 2023 della Corte d'Appello di Parigi. In data 16 giugno 2023 Enel ha depositato avviso di impugnazione e in data 15 dicembre 2023 ha formalmente impugnato tale provvedimento dinanzi alla Corte di Cassazione francese. In data 18 aprile 2024, ABA si è costituita in giudizio comunicando l'avvenuto rilascio dei sequestri conservativi e chiedendo alla Corte di Cassazione l'estinzione del giudizio per cessazione della materia del contendere. Enel si è opposta alla richiesta di estinzione del giudizio; si resta in attesa della decisione della Corte al riguardo.

Olanda

Nel 2014, ABA ha promosso dinanzi al Tribunale di Amsterdam un procedimento per ottenere il riconoscimento e l'esecuzione della decisione albanese in Olanda.

In seguito a una sentenza di primo grado del 29 giugno 2016 favorevole ad ABA, con decisione del 17 luglio 2018 la Corte d'Appello di Amsterdam ha accolto l'appello proposto da Enel ed Enelpower e negato il riconoscimento e l'esecuzione della sentenza albanese in Olanda, in quanto arbitraria e manifestamente irragionevole, e pertanto contraria all'ordine pubblico olandese. Successivamente, il procedimento dinanzi alla Corte d'Appello è proseguito relativamente alla domanda subordinata avanzata da ABA per ottenere dalla corte olandese una decisione sul merito della controversia oggetto del contenzioso in Albania, e in particolare sull'asserita responsabilità extracontrattuale di Enel ed Enelpower in merito alla mancata costruzione della centrale in Albania. Con sentenza definitiva del 3 dicembre 2019, la Corte d'Appello di Amsterdam ha rigettato ogni pretesa avanzata da ABA, confermando il diniego del riconoscimento e dell'esecuzione della sentenza albanese in Olanda e riconoscendo l'insussistenza di qualsiasi responsabilità extracontrattuale in capo a Enel ed Enelpower all'esito di una rinnovata analisi del merito della causa ai sensi del diritto albanese. ABA è stata altresì condannata a rimborsare alle società i danni sofferti per aver subíto sequestri conservativi illegittimi, da quantificarsi nell'ambito di un apposito procedimento, e le spese del procedimento di primo e secondo grado.

Con sentenza del 16 luglio 2021, la Corte Suprema olandese ha definitivamente rigettato le domande di ABA, condannandola altresì a rifondere le spese del giudizio.

Lussemburgo

In Lussemburgo, sempre su iniziativa di ABA, sono stati notificati a J.P. Morgan Bank Luxembourg SA alcuni sequestri conservativi presso terzi di eventuali crediti vantati da entrambe le società del Gruppo Enel nei confronti della banca e, parallelamente, ABA ha avviato un procedimento volto a riconoscere in Lussemburgo la sentenza del Tribunale di Tirana.

Il procedimento, a causa di alcuni rallentamenti di carattere procedurale, si trova ancora in primo grado e nessun provvedimento giudiziario è stato ancora assunto. In particolare, a seguito di varie rinunce al mandato da parte dei difensori di ABA, a settembre 2023 il Tribunale ha sospeso il procedimento.

Stati Uniti e Irlanda

Nel 2014 ABA aveva avviato due procedimenti di *exequatur* dinanzi ai tribunali dello Stato di New York e d'Irlanda volti a ottenere il riconoscimento della sentenza albanese in tali Paesi. Entrambi i procedimenti si sono conclusi favorevolmente per Enel ed Enelpower, rispettivamente, in data 23 febbraio e 26 febbraio 2018. Pertanto, non esistono procedimenti allo stato pendenti né in Irlanda, né nello Stato di New York.

Comune di Alfedena – Canoni COSAP e CUP

In data 26 settembre 2024, il Comune di Alfedena ha notificato a Enel Produzione un avviso di accertamento esecutivo per l'importo di 207 milioni di euro a titolo di canoni per l'occupazione di spazi e aree pubbliche relativi al bacino idroelettrico denominato "Montagna Spaccata" e relative strutture (COSAP) nonché per il canone unico patrimoniale (CUP) dall'anno 2007 all'anno 2024, e un verbale di contestazione di sanzione amministrativa pecuniaria per circa 75,5 milioni di euro per l'asserita occupazione illegittima dei suddetti spazi e aree.

L'avviso di accertamento e il verbale di contestazione emessi e notificati dal Comune a Enel Produzione muovono dal presupposto che i terreni occupati dal bacino

e dalle relative strutture devono ricondursi nell'ambito di quelli appartenenti al suo patrimonio indisponibile per destinazione a uso civico, e dunque, sono assoggettati al canone COSAP e, da ultimo, al CUP. Enel Produzione ha impugnato in via giudiziale l'avviso di accertamento del Comune, formulando al contempo istanza cautelare, e ha presentato scritti difensivi avverso il verbale di contestazione della sanzione amministrativa pecuniaria. All'udienza del 22 gennaio 2025, il Tribunale di Sulmona ha disposto la sospensione dell'efficacia esecutiva dell'avviso di accertamento.

Bonus Sociale – Spagna

In relazione ai vari regimi di finanziamento del Bonus Sociale adottati dal Governo spagnolo, con sentenza n. 212/2022 del 21 febbraio 2022 il Tribunal Supremo ha deciso sui ricorsi presentati da Endesa SA, Endesa Energía SAU e Energía XXI Comercializadora de Referencia SLU (Endesa) e da altre società del settore energetico, contro il terzo regime di finanziamento del Bonus Sociale e di cofinanziamento con le Pubbliche Amministrazioni della fornitura ai consumatori vulnerabili, previsto dall'art. 45, comma 4, della Legge 24/2013, del Settore Elettrico, dal Regio Decreto Legge 7/2016, del 23 dicembre, e dal Regio Decreto 897/2017, del 6 ottobre.

Con tale sentenza il Tribunal Supremo, accogliendo parzialmente i ricorsi, ha dichiarato (i) inapplicabile il predetto regime; (ii) inapplicabili e nulli gli articoli da 12 a 17 del Regio Decreto 897/2017, e (iii) il diritto delle ricorrenti di essere indennizzate delle somme corrisposte a titolo di finanziamento del Bonus Sociale e di cofinanziamento con le Pubbliche Amministrazioni, e risarcite di tutti i costi sostenuti per adempiere alle obbligazioni previste da tale regime, deducendo gli importi eventualmente trasferiti sui clienti, ove applicabile.

In assenza di adempimento spontaneo da parte dell'Amministrazione, le società hanno presentato istanza di esecuzione forzata della sentenza richiedendo il pagamento immediato della parte non contestata pari a circa 152 milioni di euro, relativa ai costi di finanziamento del segmento regolamentato del mercato, nonché il pagamento degli ulteriori importi quantificati nelle perizie tecniche predisposte dalle società. Con ordinanza del 26 maggio 2023 il Tribunal Supremo ha ordinato (i) all'Amministrazione di pagare in favore di Endesa la somma di 152.272.229,83 euro, oltre interessi legali, e (ii) al Ministero per la Transizione Ecologica e la Sfida Demografica (MITECO) di quantificare, nel più breve tempo possibile, gli importi ulteriori da versare a Endesa, a titolo di (a) costi di finanziamento del Bonus Sociale relativi al segmento del mercato libero, dedotto quanto eventualmente trasferito sui clienti, e (b) investimenti effettuati per l'attuazione del Bonus Sociale, e di pagare a Endesa tali importi entro due mesi, oltre agli interessi legali. Il 28 luglio 2023, la Segreteria di Stato per l'Energia (MITECO) ha notificato una risoluzione che riconosce a Endesa (i) un indennizzo di 171,6 milioni di euro (inclusi interessi legali) per i costi di finanziamento associati ai clienti del segmento regolato del mercato e (ii) un ulteriore indennizzo di 6,6 milioni di euro (inclusi interessi legali) per i costi sostenuti per l'attuazione del Bonus Sociale. La suddetta risoluzione, tuttavia, non ha riconosciuto alcun indennizzo per i costi di finanziamento del Bonus Sociale relativi al segmento del mercato libero. Pertanto, il 18 settembre 2023 Endesa ha depositato presso il Tribunal Supremo alcune osservazioni supportate da perizie tecniche, al fine di dimostrare che Endesa ha diritto anche all'indennizzo relativo al segmento del mercato libero. Nel febbraio 2024 è stata presentata una mozione per avviare la fase di assunzione delle prove peritali che è iniziata nel maggio 2024 e si è conclusa con un provvedimento del 18 settembre 2024 del Tribunal Supremo con il quale lo stesso: (i) ha parzialmente annullato la risoluzione della Segreteria di Stato del 28 luglio 2023 nella parte in cui non aveva riconosciuto l'indennizzo per i costi di finanziamento del Bonus Sociale relativi al segmento del mercato libero; (ii) ha stabilito il diritto di Endesa a essere rimborsata dall'Amministrazione della somma di 148 milioni di euro a titolo di importi pagati per finanziare il Bonus Sociale, oltre interessi calcolati a partire dalla data in cui il pagamento è stato fatto e fino al suo effettivo rimborso; (iii) ha accertato il diritto di Endesa al rimborso di 6 milioni euro corrispondenti ai costi sostenuti per la gestione del Bonus Sociale nei confronti dei clienti al tempo in fornitura, oltre interessi dalla data in cui il pagamento è stato effettuato e fino alla data di rimborso; (iv) ha confermato che il costo del finanziamento del Bonus Sociale non ha avuto alcun impatto sulle offerte di mercato né sulle bollette dei clienti di Endesa Energía SAU. Essendo già stati corrisposti dall'Amministrazione tutti gli importi sostenuti per l'implementazione della procedura di richiesta, verifica e gestione del Bonus Sociale (come indicato nel paragrafo (iii)), in data 13 dicembre 2024, Endesa ha presentato un'istanza davanti al Tribunal Supremo informando che rimane ancora in sospeso il pagamento dell'importo di 148 milioni di euro relativo agli importi versati a titolo di finanziamento e cofinanziamento associati ai consumatori in fornitura di Endesa Energía SAU.

Arbitrato GNL Endesa Generación SAU II – Spagna

Nel mese di marzo 2023, una società produttrice di gas naturale liquefatto (GNL) ha avviato un arbitrato contro Endesa Generación SAU nel contesto di un processo per la revisione del prezzo di un contratto di fornitura a lungo termine di GNL richiedendo la revisione del prezzo contrattuale di un importo pari a circa 700 milioni di dollari statunitensi (inclusi interessi) aggiornato al 30 settembre 2024. L'arbitrato si è concluso con emissione del lodo del 28 novembre 2024 che ha rigettato integralmente le domande della controparte, con condanna della stessa al pagamento delle spese legali in favore di Endesa.

Arbitrato GNL Endesa Generación SAU III – Spagna

Nel gennaio 2025, una società produttrice di gas naturale liquefatto (GNL) ha avviato un arbitrato contro Endesa Generación SAU per la revisione del prezzo di un contratto di fornitura di GNL a lungo termine. Sebbene la controparte non abbia ancora dettagliato la sua domanda – riservandosi di farlo successivamente nel corso del procedimento – si segnala che nella precedente fase di negoziazione aveva richiesto un aumento del prezzo retroattivo che comporterebbe un potenziale esborso da parte di Endesa, laddove soccombente, stimato al 31 dicembre 2024 in circa 307,8 milioni di dollari statunitensi, comprensivo di interessi. Tale importo potrebbe variare nel corso del procedimento.

Impugnazione autorizzazione unica impianto eolico "Peña del Gato" – Spagna

Il 7 febbraio 2024, l'associazione "Plataforma para la Defensa de la Cordillera Cantábrica" ha presentato ricorso al Tribunale amministrativo di León per impugnare l'autorizzazione amministrativa e la dichiarazione di impatto ambientale per la costruzione ed esercizio del parco eolico Peña del Gato e la relativa infrastruttura di evacuazione, ottenute, da ultimo nel 2022, dalla società Energías Especiales del Alto Ulla SAU (controllata al 100% da Enel Green Power España SLU, di seguito la "Società"). Rispettivamente l'11 marzo e l'11 aprile 2024, la Junta de Castilla y León e la Società hanno presentato opposizione al ricorso presentato dall'associazione. In data 11 dicembre 2024 la Società ha presentato le proprie conclusioni.

Tractebel – Brasile

Nel 1998 la società brasiliana CIEN (oggi Enel CIEN) ha sottoscritto con Tractebel (oggi Engie Brasil Energia SA) un contratto per la messa a disposizione e fornitura di energia elettrica proveniente dall'Argentina attraverso la linea di interconnessione Argentina-Brasile di cui è proprietaria. A causa della regolamentazione argentina emanata quale conseguenza della crisi economica del 2002, Enel CIEN si è trovata impossibilitata a mettere a disposizione l'energia a Tractebel. Nell'ottobre 2009, Tractebel ha pertanto presentato una domanda giudiziale contro Enel CIEN per asserito inadempimento contrattuale. Enel CIEN ha contestato la pretesa invocando il caso di forza maggiore derivato dalla crisi argentina come argomento principale della sua difesa. Tractebel aveva altresì manifestato stragiudizialmente l'intenzione di acquisire il 30% della linea di interconnessione interessata. Con sentenza del 16 febbraio 2023 il Tribunale di primo grado ha rigettato nel merito le pretese avanzate da Tractebel nei confronti di Enel CIEN. In data 20 marzo 2023 Tractebel ha impugnato tale decisione e con sentenza del 29 febbraio 2024 la Corte d'Appello ha confermato la decisione di primo grado favorevole a Enel CIEN. Il 21 marzo 2024, Tractebel ha presentato una mozione di chiarimento della decisione della Corte d'Appello alla quale Enel CIEN ha replicato. Il 10 maggio 2024 tale mozione è stata rigettata e Tractebel ha impugnato il rigetto dinanzi alle Corti Superiori. Enel CIEN si è costituita nel procedimento che è attualmente pendente. Il valore stimato del contenzioso è di circa 753 milioni di real brasiliani (circa 123 milioni di euro), oltre danni da quantificare.
Per analoghe ragioni anche la società Furnas, nel maggio 2010, aveva presentato una domanda giudiziale per la mancata consegna di energia elettrica da parte di Enel CIEN, chiedendo la corresponsione di circa 571,6 milioni di real brasiliani (circa 91 milioni di euro), oltre ai danni da quantificare, con la pretesa di acquisire la proprietà di una parte (in tal caso il 70%) della linea di interconnessione. Il giudizio si è concluso a favore di Enel CIEN con una sentenza emessa dal Tribunal de Justiça, passata in giudicato il 18 ottobre 2019, che ha rigettato tutte le pretese di Furnas.

Cibran – Brasile

La società Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran) ha avviato sei azioni giudiziali nei confronti della società del Gruppo Enel Ampla Energia e Serviços SA

(oggi Enel Distribuição Rio) per ottenere il risarcimento di presunti danni subiti come conseguenza delle interruzioni nel servizio energetico fornito dalla società di distribuzione brasiliana tra il 1987 e il 2002, inclusi i danni morali. Il giudice ha disposto una perizia unica per i suddetti procedimenti, il cui esito è stato in parte sfavorevole a Enel Distribuição Rio. Quest'ultima ha impugnato la consulenza richiedendo l'espletamento di una nuova perizia che ha portato al rigetto di parte delle domande di Cibran, la quale ha successivamente impugnato tale nuova perizia, ma senza successo.
La prima domanda, relativa agli anni dal 1995 al 1999, è stata rigettata integralmente con decisione è passata in giudicato il 24 agosto 2020.
In relazione alla seconda domanda, presentata nel 2006 con riferimento agli anni dal 1987 al 1994, il 1° giugno 2015 è stata emessa una sentenza che ha condannato Enel Distribuição Rio al pagamento di danni materiali quantificati in circa 96 milioni di real brasiliani (circa 23 milioni di euro), oltre interessi e a un risarcimento pari a 80.000 real brasiliani (circa 19.000 euro) per danni morali. In data 6 novembre 2019 il Tribunal de Justiça di Rio de Janeiro ha accolto l'appello presentato da Enel Distribuição Rio, rigettando tutte le pretese di Cibran. Successivamente, tutti i ricorsi presentati da Cibran tra il 2019 e il 2022 sono stati integralmente rigettati e pertanto la decisione del 6 novembre 2019 favorevole a Enel Distribuição Rio è passata in giudicato in data 24 marzo 2023.
I restanti quattro giudizi relativi agli anni 2001-2002, nei quali la domanda non è ancora stata quantificata con perizia, inizialmente sospesi in attesa della predetta decisione, sono in attesa di riassunzione. L'importo di tali giudizi è indeterminato.

Contenzioso con cooperative – Brasile

Nell'ambito del progetto di ampliamento della rete nelle zone rurali del Brasile, la società Coelce Companhia Energética do Ceará SA (oggi Enel Distribuição Ceará), allora posseduta dallo Stato e oggi società del Gruppo, aveva sottoscritto nel 1982 contratti per l'utilizzo delle reti con alcune cooperative, create appositamente per realizzare il citato progetto. I contratti prevedevano il pagamento di un corrispettivo mensile da parte di Enel Distribuição Ceará, che avrebbe dovuto inoltre provvedere alla manutenzione delle reti.
Tali contratti, sottoscritti tra cooperative costituite in circostanze particolari, non identificavano con esattezza le reti oggetto dei contratti e ciò ha portato alcune di queste cooperative a promuovere azioni nei confronti di Enel Distribuição Ceará per chiedere, tra l'altro, la revisione del canone pattuito.
Tra questi procedimenti si evidenziano: (a) l'azione di Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acarau Ltda (COPERVA) con un valore di circa 533 milioni di real brasiliani (circa 83 milioni di euro): COPERVA ha chiesto la revisione del canone contrattuale pattuito per l'utilizzo della rete di distribuzione che dovrebbe ammontare all'1,5% del valore dell'asset locato. Enel Distribuição Ceará ha ottenuto decisioni favorevoli in primo e secondo grado (che costituiscono un precedente favorevole anche per le altre cause del filone descritto); si sono susseguite numerose impugnazioni, l'ultima delle quali, depositata a dicembre 2018 dinanzi al Tribunal Superior de Justiça, è attualmente pendente (è in fase di definizione un appello interno procedurale presentato da COPERVA); e (b) l'azione di Cooperativa de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural do Sertão Central Ltda (COERCE) con un valore di circa 319 milioni di real brasiliani (circa 50 milioni di euro): in questo procedimento COERCE ha richiesto una revisione del canone pattuito per l'utilizzo delle sue reti da calcolarsi sulla base del 2% del valore delle stesse; l'istruttoria del giudizio di primo grado si è conclusa recentemente con il deposito di una perizia tecnica favorevole a Enel Distribuição Ceará.

ANEEL – Brasile

Nel 2014, Eletropaulo (oggi Enel Distribuição São Paulo) ha avviato dinanzi alla giustizia federale brasiliana un'azione di annullamento del provvedimento amministrativo dell'Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) che, nel 2012, aveva introdotto retroattivamente un coefficiente negativo da applicarsi nella determinazione delle tariffe del successivo periodo regolatorio (2011-2015). Con tale provvedimento, ANEEL disponeva la restituzione del valore di alcune componenti della rete computate in tariffa perché ritenute inesistenti, nonché il rigetto della richiesta di Enel Distribuição São Paulo di includere nella tariffa ulteriori componenti. In data 9 settembre 2014 è stata disposta in via cautelare la sospensione del provvedimento impugnato. Il procedimento di primo grado si è concluso con sentenza del 10 aprile 2024 che ha respinto le richieste di Enel Distribuição São Paulo. Avverso tale decisione, la società ha proposto appello chiedendo altresì alla Corte d'Appello di confermare la sospensione cautelare già disposta, che è stata successivamente concessa in data 21 giugno 2024, fino alla decisione di merito di secondo grado. In data 5 agosto 2024, ANEEL ha im-

pugnato tale ultima decisione sulla sospensione dell'esecutività del provvedimento e in data 9 settembre 2024 Enel Distribuição São Paulo ha proposto controricorso. Il valore della causa è pari a circa 1,3 miliardi di real brasiliani (circa 219 milioni di euro).

Endicon – Brasile

Il 17 ottobre 2021 Endicon (ex fornitore di servizi Enel in Brasile) ha intentato una causa contro Enel Distribuição Rio ed Enel Distribuição Ceará in cui chiede un risarcimento complessivo di circa 553 milioni di real brasiliani (circa 91 milioni di euro) per danni materiali e morali, che avrebbe subíto in conseguenza di alcuni eventi ed esercizio abusivo di diritti, asseritamente imputabili alle società del Gruppo, verificatisi nel corso dell'esecuzione dei contratti, che ne avrebbero determinato il disequilibrio finanziario. Dopo la revoca, il 10 maggio 2022, di un provvedimento cautelare precedentemente emesso nei confronti delle società del Gruppo, il 2 dicembre 2021, Enel Distribuição Rio ed Enel Distribuição Ceará hanno presentato, oltre alle loro difese nel merito, anche eccezioni preliminari su aspetti procedurali che sono state rigettate dal Tribunale sia in prima sia seconda istanza ed è attualmente pendente un giudizio di riesame avverso quest'ultima decisione. Nel merito, il giudizio prosegue in primo grado nella fase di istruzione probatoria. In data 19 marzo 2024, le società del Gruppo hanno chiesto al giudice di produrre perizie contabili e prove documentali integrative.

Socrel – Brasile

Enel Distribuição São Paulo è stata convenuta in giudizio da Serviços de Eletricidade e Telecomunicações Ltda (Socrel) con una richiesta di risarcimento dei presunti danni sofferti in conseguenza di una serie di eventi culminata nell'asserita illegittima risoluzione contrattuale da parte della società del Gruppo di vari contratti tra le parti, che avrebbe causato la crisi di liquidità di Socrel. All'esito di una perizia emessa nel corso del giudizio, la domanda di Socrel è stata quantificata in 321 milioni di real (circa 57 milioni di euro). Con sentenza del 27 marzo 2023 il Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo aveva rigettato nel merito la domanda di Socrel. In data 15 maggio 2023, Socrel ha impugnato la predetta sentenza che è stata annullata con provvedimento dell'8 novembre 2023 con rinvio al giudice di primo grado per l'assunzione delle prove orali non ammesse nel primo giudizio. Il 24 novembre 2023, Enel Distribuição São Paulo ha presentato una mozione di chiarimento contro il provvedimento che ha annullato la sentenza di primo grado, respinta dalla Corte d'Appello il 19 dicembre 2023. Contro tale ultima decisione, il 26 febbraio 2024, Enel Distribuição São Paulo ha presentato ricorso alla Corte Suprema e Socrel ha presentato controricorso in data 27 marzo 2024; il relativo procedimento è in corso.

Revisione tariffaria straordinaria 2022 (Ceará) – Brasile

Il 19 aprile 2022, l'Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) ha emesso la Risoluzione n. 3.026/2022 con la quale ha autorizzato un aumento tariffario per l'anno 2022 del servizio di distribuzione di energia elettrica effettuato da Enel Distribuição Ceará (ED Ceará) nella percentuale media del 24,85%. Sia soggetti privati che istituzioni pubbliche hanno impugnato questa risoluzione dinanzi al Tribunale Regionale Federale del distretto di Ceará, per un totale di sei procedimenti, chiedendo, in via cautelare, la cancellazione degli effetti della risoluzione e, nel merito, l'annullamento della stessa sul presupposto che l'aumento della tariffa sarebbe illegittimo. In tutti i procedimenti, ED Ceará ha contestato le domande delle controparti, insistendo per la legittimità dell'adeguamento tariffario. In considerazione dell'identità del *petitum* e della *causa petendi*, il 21 giugno 2022, il Tribunale Regionale Federale ha rigettato la domanda cautelare delle controparti e ha riunito i sei procedimenti in un unico giudizio. Il 23 settembre 2022, ED Ceará ha inoltre allegato in giudizio che, in conseguenza di alcuni interventi legislativi successivi, il prezzo della tariffa si sarebbe ridotto a seguito di una revisione tariffaria straordinaria e di una riduzione delle imposte. Delle sei azioni, quattro si sono già concluse con decisioni definitive favorevoli a Enel (per ragioni procedurali, senza dunque decidere sul merito) e l'archiviazione dei giudizi. Una delle ultime due, dopo l'accoglimento dell'appello avversario sulla legittimazione ad agire, è tornata in primo grado per l'analisi del merito. Il valore della controversia è allo stato indeterminato. L'altra è un'azione che è stata rimessa al Tribunale Regionale Federale per ragioni di connessione con le altre in precedenza descritte, promossa da una delle istituzioni pubbliche a protezione dei consumatori, volta a ottenere il risarcimento dei danni morali collettivi quantificati in circa 59 milioni di real (circa 10 milioni di euro) asseritamente sofferti per la scarsa qualità del servizio, nel contesto della quale è stata formulata anche la domanda relativa all'aumen-

to tariffario in questione. Il 19 dicembre 2024 è stata emessa una decisione di primo grado sfavorevole a ED Ceará che condanna la società al pagamento di danni morali collettivi per inadeguata qualità del servizio per circa 1 milione di euro. La decisione verrà appellata da ED Ceará.

CTEEP – Brasile

Il 16 marzo 2021 Enel Distribuição São Paulo (già Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA - Eletropaulo) ha promosso dinanzi al Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo un'azione di recupero del credito per un ammontare di circa 1,5 miliardi di real brasiliani (circa 250 milioni di euro) nei confronti dell'operatore del sistema di trasmissione ISA CTEEP – Companhia de Transmissão de Energia Elétrica (CTEEP), quale debitore originario di un debito sorto prima della privatizzazione di Eletropaulo, nei confronti di Centrais Elétricas Brasileiras SA (Eletrobras) e a quest'ultima inizialmente pagato da Eletropaulo nel contesto di un accordo transattivo.
Con decisione del 26 settembre 2023, la corte d'appello competente ha confermato la sentenza di primo grado che aveva respinto la domanda di Enel Distribuição São Paulo, quantificando altresì gli onorari di difesa dovuti per la soccombenza nella misura pari al 13% del valore attualizzato della domanda, per un importo corrispondente, a settembre 2024, a circa 439 milioni di real brasiliani (circa 70 milioni di euro). Con provvedimento del 12 gennaio 2024 la corte d'appello ha rigettato il ricorso per revisione proposto avverso tale decisione da Enel Distribuição São Paulo. La società in data 23 febbraio 2024 ha impugnato dinanzi le corti superiori tale ultimo provvedimento, e il 25 marzo 2024 CTEEP ha presentato le proprie difese in merito. Successivamente il giudizio è stato sospeso in attesa della pronuncia del Tribunale Federale Superiore su questioni pregiudiziali rispetto al merito della vicenda.

Black-out novembre 2023 San Paolo – Brasile

A seguito degli eventi atmosferici del 3 novembre 2023 verificatisi sull'area della concessione di Enel Distribuição São Paulo (ED SP), al 31 dicembre 2024 sono state proposte n. 528 azioni individuali e n. 7 azioni collettive promosse da rappresentanti di Comuni, sindacati, partiti politici, dal Pubblico Ministero e dal Difensore d'Ufficio con le quali si chiede l'emissione di misure cautelari, la prestazione di servizi a opera di ED SP, la fornitura di informazioni e/o documenti, il mantenimento del livello del servizio di distribuzione, nonché la condanna al pagamento dei danni morali e materiali individuali e collettivi da determinarsi al momento processuale opportuno. Al 31 dicembre 2024 il valore complessivo delle azioni individuali è di circa 20 milioni di real brasiliani (circa 3,1 milioni di euro) mentre il valore delle azioni collettive è indeterminato.

Black-out novembre 2023 Rio de Janeiro – Brasile

A seguito degli eventi atmosferici del 18 novembre 2023 verificatisi sull'area della concessione di Enel Distribuição Rio (EDR), al 31 dicembre 2024 sono state proposte n. 3.481 azioni individuali e n. 19 azioni collettive promosse da rappresentanti dei Comuni, dal Pubblico Ministero e dal Difensore d'Ufficio con le quali si chiede l'emissione di misure cautelari, la prestazione di servizi di assistenza a opera di EDR, la fornitura di informazioni, il mantenimento di misure di assistenza, nonché la condanna al pagamento dei danni morali e materiali individuali e collettivi da determinarsi al momento processuale opportuno. Al 31 dicembre 2024 il valore complessivo delle azioni individuali è di circa 78 milioni di real brasiliani (circa 12,1 milioni di euro) mentre il valore delle azioni collettive è indeterminato.

Black-out ottobre 2024 San Paolo – Brasile

A seguito dell'evento climatico dell'11 ottobre 2024 verificatosi sull'area della concessione di Enel Distribuição São Paulo (ED SP), al 31 dicembre 2024, ED SP ha ricevuto la notifica di n. 632 azioni individuali e di n. 6 azioni collettive, promosse da rappresentanti dei Comuni e dal Pubblico Ministero, da associazioni, partiti politici, dal Governo Federale, dallo Stato di San Paolo e in un caso da un singolo cittadino, per ottenere in via cautelare misure per il miglioramento della qualità del servizio e l'intervento di ANEEL nel contratto di concessione. Nel merito, gli attori agiscono per il risarcimento di danni materiali e morali (individuali e collettivi) e, in un caso, per ottenere l'annullamento del contratto di concessione e l'imposizione di sanzioni a carico di ED SP. Al 31 dicembre 2024, il valore complessivo delle azioni individuali è di circa 10,3 milioni di real brasiliani (circa 1,6 milioni di euro) mentre il valore delle azioni collettive è indeterminato.

IPEDEC – Brasile

L'Instituto de Defesa de Consumidores (IDEC) ha promosso un giudizio nei confronti di Enel Distribuição Ceará (ED Ceará) e dell'Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) per contestare l'inclusione nella tariffa dei costi correlati ai furti di energia quali "perdite non tecniche". Nel gennaio 2024 ED Ceará ha impugnato la sentenza con cui il tribunale di primo grado aveva parzialmente accolto la domanda avversaria dichiarando che l'inclusione di tali costi tra le perdite non tecniche era nulla ma senza effetti retroattivi, solo a partire dal passaggio in giudicato della decisione. Il giudizio prosegue in appello. Il valore della causa è indeterminato.

Ricalcolo tariffario Enel Distribuição São Paulo – Brasile

Nel contesto di una class action promossa contro Eletropaulo (oggi Enel Distribuição São Paulo, "ED SP") e l'Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) è stato richiesto ad ANEEL di applicare nelle revisioni tariffarie effettuate a partire dal 2003 una componente negativa per compensare il presunto beneficio fiscale di cui ED SP avrebbe goduto in relazione agli interessi corrisposti sul capitale proprio e a ED SP di restituire in misura doppia tale beneficio ai consumatori. In primo grado è stata emessa una sentenza favorevole a ED SP. Tuttavia, in data 3 aprile 2024 è stata emessa sentenza di secondo grado sfavorevole a ED SP. Il 10 aprile 2024, ED SP ha presentato istanza di chiarimento della decisione dinnanzi alla medesima Corte, che è stata respinta il 27 agosto 2024. Avverso tale decisione ED SP, in data 19 settembre 2024, ha presentato sia un ricorso speciale per violazione di legge, sia un ricorso straordinario per violazione di princípi costituzionali, entrambi attualmente pendenti. Il valore della causa è indeterminato.

Azione civile pubblica Comune di Paraty Enel Distribuição Rio – Brasile

Il Comune di Paraty ha avviato contro Ampla (oggi Enel Distribuição Rio, "EDR") un giudizio di esecuzione di una sentenza definitiva in cui si ordina a EDR di promuovere l'ammodernamento della rete nel Comune fino alla scadenza del contratto di concessione. Il giudice ha nominato un consulente tecnico per la quantificazione e il giudizio risulta attualmente sospeso per trattative. L'importo è allo stato indeterminato.

GasAtacama – Cile

Nel gennaio 2020 si è concluso il procedimento di impugnazione della sanzione amministrativa emessa nell'agosto 2016 dalla Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) nei confronti di GasAtacama Chile (oggi Enel Generación Chile), avente a oggetto le informazioni fornite al CDEC-SING (Centro de Despacho Económico de Carga) relativamente alle variabili del Minimo Tecnico e del Tempo Minimo di Operazione nella centrale termica di Atacama. All'esito del procedimento l'importo della multa irrogata è stato ridotto da circa 6 milioni di euro a circa 432.000 dollari statunitensi, e il relativo importo è stato pagato dalla società.
In conseguenza dei fatti oggetto del predetto procedimento sanzionatorio, alcuni operatori del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), tra i quali Aes Gener SA, Eléctrica Angamos SA ed Engie Energía Chile SA, nel 2017 convenivano in giudizio GasAtacama Chile al fine di ottenere il risarcimento dei danni asseritamente subiti, per un importo complessivo di circa 139,5 milioni di euro. In data 17 ottobre 2023 il Tribunale Civile di Santiago ha pronunciato la sentenza di primo grado con la quale ha accolto parzialmente le domande degli attori per un importo che dovrà essere quantificato in una successiva fase del giudizio. In data 31 ottobre 2023 la sentenza è stata impugnata da tutte le parti in causa, e il procedimento di appello è pendente. GasAtacama Chile e i suoi consulenti legali esterni ritengono che la probabilità che la domanda avversaria venga confermata in appello sia remota.

Compañía Minera Arbiodo – Cile

Nel 2016 le società Compañía Minera Arbiodo e Ingenieros Asesores Limitada hanno convenuto in giudizio il Ministerio de Bienes Nacionales, il Ministerio de Energía, il Ministerio de Minería (cumulativamente, il "Ministero"), il Servicio Nacional de Geología y Minería (Sernageomin), Enel Green Power Chile (EGP Chile) e Parque Eólico Taltal SA ("le Società") per ottenere il risarcimento dei danni asseritamente subiti in conseguenza della presunta violazione dei diritti minerari di sfruttamento del suolo sottostante il terreno sul quale insiste il parco eolico Taltal, costruito su concessione ministeriale del 2012.
Con sentenza del 6 dicembre 2023, il Tribunale Civile di Santiago ha ordinato a Parque Eólico Taltal ed EGP Chile, in via solidale con il Sernageomin, il pagamento di un importo di circa 346 miliardi di pesos cileni (pari a circa 334 milioni di euro) in favore delle società attrici.

La sentenza è stata impugnata dalle Società, dal Ministero, da Sernageomin, nonché da Arbiodo. Il 18 giugno 2024, il procedimento di appello è stato sospeso in conseguenza dell'impugnazione dinanzi alla Corte Costituzionale, da parte delle Società, di alcuni presupposti giuridici posti a fondamento della sentenza di primo grado. Le Società e i consulenti legali esterni ritengono che la probabilità che la domanda avversaria venga confermata in appello sia remota.

El Quimbo – Colombia

In relazione al Progetto El Quimbo per la costruzione da parte di Emgesa (oggi Enel Colombia) di un impianto idroelettrico di 400 MW nella regione di Huila (Colombia), sono pendenti alcuni giudizi *(acciones de grupo* e *acciones populares)* avviati da abitanti/pescatori della zona. In particolare, una prima azione collettiva, che si trova nella fase istruttoria, è stata avviata da circa 1.140 residenti del municipio di Garzón che lamentano che la costruzione della centrale ridurrebbe di circa 30% i ricavi delle loro attività. Un secondo procedimento, pendente in appello dopo una sentenza di primo grado favorevole, è stato avviato da abitanti e società/associazioni dei cinque comuni del Huila per presunti danni in relazione alla chiusura di un ponte (Paso El Colegio) tra agosto 2011 e dicembre 2012. In relazione alle *acciones populares*, nel 2008 alcuni abitanti della zona hanno avviato un procedimento per richiedere, tra l'altro, la sospensione della licenza ambientale. Nell'ambito di tale azione, l'11 settembre 2020, il Tribunale dell'Huila ha emesso una sentenza parzialmente sfavorevole a Emgesa, nella quale quest'ultima è stata condannata ad adempiere agli obblighi previsti dalla licenza ambientale. Sia l'Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) sia Emgesa hanno impugnato questa decisione dinanzi al Consiglio di Stato. Il 20 settembre 2022, l'appello di ANLA è stato rigettato perché tardivo; il procedimento prosegue in relazione all'appello di Emgesa. Nel frattempo, in un diverso procedimento, nel corso dell'ultimo trimestre del 2024 il Consiglio di Stato ha confermato in via definitiva la validità della licenza ambientale del progetto El Quimbo, ordinando all'ANLA di rideterminare alcune obbligazioni di fare ivi previste che il Consiglio di Stato ha riconosciuto come inattuabili per fatto non imputabile a Emgesa.
Un'ulteriore *acción popular* è stata, inoltre, promossa da alcune società di pescatori in relazione al presunto impatto delle attività di riempimento del bacino di El Quimbo sulla pesca nel bacino di Betania, a valle di El Quimbo. Dopo una serie di decisioni in sede cautelare, il giudice del Huila si è pronunciato in data 22 febbraio 2016 autorizzando provvisoriamente la produzione per un periodo di sei mesi e richiedendo a Emgesa la predisposizione di un progetto tecnico al fine di garantire il rispetto dei livelli di ossigeno e il rilascio di una garanzia di circa 20.000.000.000 di pesos colombiani (circa 5,5 milioni di euro). Successivamente, il Tribunale del Huila ha disposto la proroga del termine di sei mesi, e pertanto, in assenza di provvedimenti giudiziari contrari, la centrale di El Quimbo sta continuando a produrre energia in quanto il sistema di ossigenazione implementato da Emgesa ha finora dimostrato di consentire il raggiungimento dei livelli di ossigeno imposti dal Tribunale. Il 22 marzo 2018, l'ANLA e la CAM hanno presentato congiuntamente la relazione finale sulle attività di monitoraggio della qualità dell'acqua a valle della diga della centrale El Quimbo, con la quale entrambe le autorità hanno confermato il rispetto dei livelli di ossigeno da parte di Emgesa. In data 12 gennaio 2021 si è appresa la notizia dell'emissione della sentenza di primo grado da parte del Tribunale del Huila la quale, pur riconoscendo che il sistema di ossigenazione implementato da Emgesa avesse mitigato i rischi associati alla tutela della fauna nel bacino di Betania, ha imposto una serie di obblighi in capo alle autorità ambientali coinvolte, nonché alla stessa Emgesa. In particolare, quest'ultima è stata chiamata a implementare un progetto di decontaminazione volto a garantire che l'acqua del bacino non generi rischi per la flora e la fauna del fiume e da sottoporre a verifica dell'ANLA, nonché ad assicurare, in maniera permanente, l'operatività del sistema di ossigenazione già implementato, adeguandolo ai parametri richiesti dall'ANLA. Il 4 marzo 2021, Emgesa ha impugnato questa decisione in appello dinanzi al Consiglio di Stato. Il 31 dicembre 2021 il Consiglio di Stato ha dichiarato l'impugnazione di Emgesa ammissibile; il procedimento prosegue in secondo grado.

Procedimento utenti *Nivel de Tensión Uno* – Colombia

Si tratta di una *acción de grupo* avviata dal Centro Médico de la Sabana e altri soggetti nei confronti di Codensa (oggi Enel Colombia) per ricevere la restituzione di quanto sarebbe stato asseritamente pagato in eccesso in tariffa. L'azione si fonda sull'asserita mancata applicazione da parte di Codensa di una agevolazione tariffaria cui avrebbero diritto gli attori in qualità di utenti appartenenti al livello di Tensione Uno (tensione minore di 1 kV) e proprietari delle infrastrutture, come stabilito nella delibera n. 82 del 2002, successivamente

modificata dalla delibera n. 97 del 2008. La fase istruttoria si è conclusa e si è in attesa della sentenza. Il valore stimato del procedimento è di circa 337 miliardi di pesos colombiani (circa 73,5 milioni di euro).

Azione di gruppo per l'inondazione dei quartieri Bosa e Kennedy di Bogotà – Colombia

Emgesa SA (oggi Enel Colombia SA) è stata citata in giudizio mediante un'azione di gruppo promossa dagli abitanti dei quartieri Bosa e Kennedy di Bogotà (Colombia) al fine di ottenere il risarcimento per le inondazioni verificatesi nel 2010 e 2011 a causa dello straripamento del fiume Bogotà. Il giudizio si trova in fase istruttoria. Il valore complessivo della domanda ammonta a circa 2,2 miliardi di pesos colombiani (circa 518 milioni di euro).

Rimborso anni 1998-2004 servizio di illuminazione pubblica – Colombia

All'esito di un contenzioso tra l'Autorità dei Servizi Pubblici colombiana (UAESP) e Codensa (oggi Enel Colombia) conclusosi nel 2011 in senso sfavorevole per quest'ultima, la UAESP ha iniziato un procedimento di riscossione coattiva per il recupero del credito vantato verso Enel Colombia per rimborsi da sovrafatturazione. Il provvedimento amministrativo di riscossione originario è impugnato in via giudiziale e il procedimento è attualmente pendente in appello. Con ulteriore provvedimento amministrativo dello scorso 19 aprile 2024, la UAESP ha dato nuovo impulso alla procedura di riscossione, aggiornando successivamente la quantificazione del credito in circa 82,2 milioni di euro, comprensivi di attualizzazione e interessi di mora. Il 10 luglio 2024, Enel Colombia ha impugnato anche tale provvedimento dinanzi alla medesima UAESP. All'esito, la UAESP il 4 settembre 2024 ha ridotto la liquidazione del proprio credito per un importo pari a circa 74,3 milioni di euro. Enel Colombia ha impugnato anche questo ulteriore provvedimento il 23 dicembre 2024. Il procedimento di riscossione è stato sospeso fino al 18 marzo 2025, data in cui si terrà udienza di conciliazione stragiudiziale.

Arbitrato Kino – Messico

In data 16 settembre 2020 è stata notificata a Kino Contractor SA de Cv (Kino Contractor), Kino Facilities Manager SA de Cv (Kino Facilities) ed Enel SpA (Enel) una domanda di arbitrato presentata da Parque Solar Don José SA de Cv, Villanueva Solar SA de Cv e Parque Solar Villanueva Tres SA de Cv (insieme, le "Società di Progetto"), nella quale le Società di Progetto lamentano la violazione (i) da parte di Kino Contractor di alcune previsioni dell'EPC Contract e (ii) da parte di Kino Facilities di alcune previsioni dell'Asset Management Agreement, entrambi contratti relativi ai progetti solari di proprietà delle tre società attrici. Enel – garante delle obbligazioni assunte da Kino Contractor e Kino Facilities in forza dei predetti contratti – è stata chiamata in arbitrato, ma senza che siano state avanzate, nei suoi confronti, specifiche domande. Le Società di Progetto, nelle quali Enel Green Power SpA è azionista minoritario, sono controllate da CDPQ Infraestructura Participación SA de Cv (controllata da Caisse de Dépôt et Placement du Québec) e CKD Infraestructura México SA de Cv.
In data 4 agosto 2023, è stato notificato il lodo finale con il quale il tribunale arbitrale ha dichiarato di non avere giurisdizione nei confronti di Enel SpA e, in parziale accoglimento delle domande delle Società di Progetto, ha condannato Kino Contractor e Kino Facilities (ora Enel Services México SA de Cv – "Enel Services") al pagamento di penali contrattuali per un importo complessivo pari a circa 77 milioni di dollari statunitensi, oltre interessi al tasso del 6% annuo (Lodo). Successivamente, Kino Contractor ed Enel Services hanno depositato istanza di correzione del Lodo che è stata parzialmente accolta e, in data 13 dicembre 2023, hanno proposto impugnazione per nullità del Lodo dinanzi alle Corti messicane. Successivamente, le Società di Progetto hanno richiesto il riconoscimento e l'esecuzione del Lodo nel medesimo procedimento. Il procedimento è pendente.
Nel dicembre 2023, inoltre, le Società di Progetto hanno iniziato un giudizio dinanzi alla Supreme Court dello Stato di New York contro Enel, nella sua qualità di garante delle obbligazioni di Kino Contractor, per richiedere il pagamento di quanto dovuto da quest'ultima società ai sensi del Lodo. Tale giudizio si è concluso con decisione favorevole del 3 dicembre 2024, che ha riconosciuto integralmente le difese di Enel. In data 17 dicembre 2024 le Società di Progetto hanno proposto istanza di appello ed Enel, in data 24 dicembre 2024, ha depositato istanza di appello incidentale condizionato. Il procedimento di appello è pendente.

Allianz – Nord America

Il 18 maggio 2022 High Lonesome Wind Project LLC (HiLo) è stata convenuta in giudizio dinanzi alla New

York Supreme Court da parte di Allianz Risk Transfer Ltd (ART), per un ammontare di circa 203 milioni di dollari statunitensi, in merito all'asserito debito maturato dalla società a partire da febbraio 2021 in relazione a un Proxy Revenue Swap (PRS). La domanda è contestata nella sua interezza. Il procedimento è attualmente pendente dinanzi alla Southern District Court di New York che nel corso del 2024 ha stabilito la trattazione in arbitrato delle domande soggette alla giurisdizione arbitrale ai sensi del PRS, prevedendo la prosecuzione del giudizio per le restanti domande.

Osage Wind – Nord America

Nell'ambito di un procedimento introdotto dagli Stati Uniti d'America (in qualità di trustee della Osage Nation) e dall'Osage Mineral Council contro Enel Green Power North America, Enel Kansas LLC e Osage Wind LLC, avente a oggetto la necessità per le società convenute di richiedere una preventiva autorizzazione per effettuare alcuni lavori di scavo connessi alla costruzione dell'impianto eolico Osage Wind (costituito da 84 turbine eoliche per una capacità totale di 150 MW), il 18 dicembre 2024 il Tribunale distrettuale federale del Nord Oklahoma ha emesso sentenza di primo grado con la quale ha confermato la rimozione dell'impianto prevista nel provvedimento del 20 dicembre 2023, assegnando a tal fine termine al 1° dicembre 2025, e ha condannato le società a pagare un risarcimento del danno limitatamente a un importo di circa 300.000 dollari statunitensi e le spese legali. Tale decisione è stata appellata dalle società convenute e dagli Stati Uniti d'America, e contestualmente è stata presentata dalle medesime società istanza di sospensione dell'efficacia esecutiva della sentenza davanti al giudice che ha emesso la stessa che è stata accolta il 3 marzo 2025. Il procedimento d'appello è in corso.

Gastalsa – Perù

Nel 2011 Empresa de Gas de Talara SA (Gastalsa) iniziava un giudizio dinanzi al Tribunale Civile di Talara contro l'Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) e il Ministero dell'Energia e delle Miniere chiedendo l'annullamento della revoca della sua concessione per rifornire di gas naturale l'intera provincia di Talara, e il trasferimento in suo favore della proprietà del gasdotto – di proprietà di Enel Generación Piura SA (EGPIURA) –, invocando l'applicazione di un regolamento in base al quale i concessionari fornitori di gas, a certe condizioni, possono richiedere la proprietà dei gasdotti esistenti nell'area di concessione. EGPIURA non veniva citata a partecipare in questo giudizio.
Nel 2017, Gastalsa otteneva una decisione di prima istanza favorevole che veniva impugnata da EGPIURA per violazione del contradditorio. Nel nuovo giudizio di primo grado con sentenza del 6 gennaio 2022 il Tribunale Civile di Talara (i) rigettava l'eccezione di decadenza della domanda di Gastalsa sollevata da un terzo interessato (Gasnorp) e (ii) accoglieva parzialmente la domanda di Gastalsa, emettendo una misura cautelare che ordinava agli enti pubblici interessati di (a) ripristinare la concessione di gas naturale in favore di Gastalsa, e (b) procedere alla valorizzazione e al trasferimento del gasdotto da EGPIURA in suo favore. EGPIURA impugnava in appello e in data 2 agosto 2022, il giudice di appello annullava tale sentenza e rinviava nuovamente la causa al Tribunale di primo grado per una nuova decisione. Il Tribunale di primo grado revocava la misura cautelare e tratteneva la causa in decisione sul merito.
Nel frattempo, nel marzo 2020 Gasnorp impugnava dinanzi al Tribunale Costituzionale il provvedimento con il quale il Tribunale di primo grado aveva rigettato la sua eccezione di decadenza della domanda di Gastalsa. Il Tribunale Costituzionale a luglio 2022 dichiarava tardiva la domanda di Gastalsa e la decadenza di quest'ultima dal diritto. Tale decisione è passata in giudicato. A seguito di sentenza di appello che decideva in modo difforme dalla sentenza del Tribunale Costituzionale, l'11 luglio 2024, la Corte Costituzionale, nel nuovo giudizio promosso da Gasnorp, ordinava alla Corte d'Appello di emettere una nuova sentenza accogliendo l'eccezione di decadenza del ricorso originario proposto da Gastalsa. Il giudizio di primo grado di merito è stato nel frattempo sospeso in attesa della decisione da parte della Corte d'Appello su tale questione.

Contenzioso Gabčíkovo – Slovacchia

La società Slovenské elektrárne (SE) è coinvolta in diversi procedimenti avviati davanti alle corti nazionali in relazione all'impianto idroelettrico di 720 MW di Gabčíkovo, amministrato da Vodohospodárska Výstavba Štátny Podnik (VV) e la cui gestione e manutenzione, nel contesto della privatizzazione di SE del 2006, era stata affidata a SE per un periodo di 30 anni con un accordo di gestione (VEG Operating Agreement).
Subito dopo il closing della privatizzazione, il Public Procurement Office (PPO) ha promosso un'azione davanti al Tribunale di Bratislava al fine di accertare l'inva-

lidità del VEG Operating Agreement sulla base di una asserita violazione della normativa sugli appalti pubblici, qualificando il predetto contratto come contratto di servizi e come tale soggetto alla citata normativa. Il primo grado di giudizio si è concluso nel novembre 2011 con decisione favorevole per SE, appellata dal PPO.
In parallelo all'azione del PPO, anche VV aveva iniziato diverse azioni e in particolare ha richiesto di dichiarare la nullità del VEG Operating Agreement. Il 12 dicembre 2014, inoltre, VV ha effettuato il recesso unilaterale dal VEG Operating Agreement, e, in data 9 marzo 2015, ha comunicato la risoluzione per inadempimento del citato contratto. Lo stesso 9 marzo 2015 è stato letto in udienza il dispositivo della decisione del tribunale di appello che, nell'ambito dell'azione promossa dal PPO, ha dichiarato la nullità del VEG Operating Agreement, in contrasto con la decisione del giudice di primo grado. SE ha presentato ricorso straordinario avverso tale decisione alla Corte Suprema che è stato respinto all'udienza del 29 giugno 2016. Successivamente, con sentenza divenuta definitiva il 18 gennaio 2017 è stato altresì respinto il ricorso presentato da SE dinanzi alla Corte Costituzionale.
Inoltre, SE ha presentato una domanda di arbitrato presso il Vienna International Arbitral Centre (VIAC) sulla base del VEG Indemnity Agreement. In base a questo accordo, sottoscritto nell'ambito della privatizzazione tra il National Property Fund (oggi MH Manažment, "MHM") della Repubblica Slovacca e SE, quest'ultima aveva diritto a essere indennizzata in caso di interruzione anticipata del VEG Operating Agreement per motivi non imputabili a SE. In data 30 giugno 2017, il Tribunale arbitrale ha emesso il lodo con la quale ha rigettato la domanda di SE.
Le due domande proposte parallelamente a tale procedimento arbitrale da VV e MHM dinanzi al tribunale al fine di accertare e dichiarare l'invalidità del VEG Indemnity Agreement a causa dell'asserito collegamento di quest'ultimo con il VEG Operating Agreement sono state rigettate il 27 settembre 2017 per ragioni processuali. Sia VV che MHM hanno presentato appello, ed entrambe le impugnazioni sono state rigettate, confermando la decisione di primo grado a favore di SE. Avverso la decisione di rigetto del proprio appello VV ha presentato un ricorso straordinario (*dovolanie*) dinanzi alla Corte Suprema in data 9 marzo 2020 al quale SE ha risposto con memoria presentata l'8 giugno 2020 e ha anche presentato un ricorso davanti alla Corte Costituzionale slovacca, che è stato respinto il 29 luglio 2021. Il 24 marzo 2021, la Corte Suprema ha annullato la decisione della Corte d'Appello di Bratislava, rinviando il giudizio alla medesima Corte d'Appello per una nuova decisione. Tale ultimo procedimento si è concluso con sentenza del 21 novembre 2024, che ha rigettato nuovamente le domande di VV.
Sempre in ambito locale, VV ha intentato altresì diversi giudizi nei confronti di SE per l'accertamento di un asserito ingiustificato arricchimento da parte di quest'ultima (stimato in circa 360 milioni di euro, oltre interessi) per il periodo 2006-2015. SE ha presentato domanda riconvenzionale in tutti i menzionati procedimenti. In relazione a tali procedimenti si osserva quanto segue:

- con riguardo agli anni 2006-2008, all'udienza del 26 giugno 2019, il Tribunale di Bratislava ha rigettato in rito la domanda principale di VV e, conseguentemente, la domanda riconvenzionale di SE. La sentenza di primo grado è stata impugnata da entrambe le parti dinanzi alla Corte d'Appello di Bratislava. Il procedimento d'appello relativo all'anno 2006 si è concluso con la decisione del 6 dicembre 2022, notificata ad SE in data 18 febbraio 2023, che ha confermato la pronuncia di primo grado. Nell'aprile 2023 sia SE sia VV hanno presentato ricorso straordinario dinanzi la Corte Suprema avverso la predetta sentenza di appello ed è pendente il relativo procedimento. In relazione al procedimento relativo all'anno 2007 la Corte d'Appello con sentenza del 31 gennaio 2023, notificata ad SE in data 12 aprile 2023, annullava la decisione di primo grado, rinviando la causa al Tribunale di Bratislava per un nuovo procedimento: la prima udienza, si è celebrata l'8 gennaio 2024 e la causa è stata rinviata da ultimo all'udienza del 3 marzo 2025 per il prosieguo. Il giudizio relativo all'anno 2008 è ancora pendente in appello;
- i procedimenti relativi agli anni 2011 e 2015 sono attualmente in primo grado e le parti hanno scambiato memorie scritte. Per entrambi i procedimenti la fissazione dell'udienza di primo grado ha subíto numerosi rinvii a causa della situazione di emergenza epidemiologica e, attualmente, risulta rinviata a data da destinarsi per il procedimento relativo all'anno 2011, mentre si è svolta il 25 aprile 2024 per il procedimento relativo all'anno 2015. In data 12 dicembre 2024 tale ultimo procedimento è stato sospeso fino alle decisioni definitive sui giudizi relativi agli anni 2006 e 2012 e VV ha appellato tale sospensione;
- i procedimenti relativi agli anni 2009, 2010 e 2013 si sono conclusi in primo grado con pronunce del Tribunale di Bratislava rispettivamente del 24, 15 e 22 novembre 2022, con le quali sono state rigettate in rito sia la domanda di VV sia la domanda riconvenzionale di SE. Tra dicembre 2022 e gennaio 2023 sia SE sia VV hanno proposto appello avverso le pronunce relative agli anni 2009, 2010 e 2013 e i proce-

dimenti sono attualmente pendenti. Anche il procedimento relativo all'anno 2014 si è concluso in primo grado con pronuncia del Tribunale di Bratislava del 10 ottobre 2023 di rigetto in rito della domanda principale di VV e, conseguentemente, anche della domanda riconvenzionale di SE. Tale pronuncia del Tribunale di Bratislava è stata impugnata in appello da VV il 29 gennaio 2024 e il 5 febbraio 2024 da SE;
- quanto al procedimento relativo all'anno 2012, il 2 febbraio 2023 è stata notificata a SE la sentenza di appello che ha confermato la pronuncia di primo grado di rigetto in rito sia della domanda di VV sia della domanda riconvenzionale di SE. Sia VV che SE, rispettivamente in data 17 marzo 2023 e 31 marzo 2023, hanno proposto un ricorso straordinario dinanzi la Corte Suprema avverso la pronuncia di appello ed è pendente il relativo procedimento.

Infine, in un altro procedimento VV ha richiesto a SE la restituzione del corrispettivo per il trasferimento da SE a VV degli asset tecnologici dell'impianto di Gabčíkovo, avvenuto nell'ambito della privatizzazione, per un valore di circa 20 milioni di euro, oltre a interessi. Dopo aver emesso una decisione preliminare rilevando la carenza di legittimazione attiva di VV, il 18 dicembre 2020 il Tribunale di Bratislava ha reso una sentenza favorevole a SE, rigettando le pretese di VV. Il 4 gennaio 2021, VV ha proposto appello avverso tale decisione e il procedimento è pendente.
Si rileva che, a seguito della sottoscrizione del contratto di vendita fra Enel Produzione SpA (EP) e la società EP SLOVAKIA BV (controllata da Energetický a průmyslový holding (EPH)) per la cessione al gruppo del rimanente 50% del capitale in Slovak Power Holding BV, è venuto meno qualsiasi ulteriore impegno finanziario ancora esistente in capo al Gruppo Enel nei confronti di Slovak Power Holding e di SE, fra cui l'indennizzo in forza del quale EP avrebbe sopportato, in quota parte, le eventuali passività derivanti dai contenziosi relativi alla centrale di Gabčíkovo.

Contenziosi fiscali in Brasile

Withholding Tax – Ampla

Nel 1998, Ampla Energía e Serviços SA (Ampla) finanziò l'acquisizione di Coelce mediante l'emissione di bond per 350 milioni di dollari statunitensi (c.d. "Fixed Rate Notes" - FRN) sottoscritti da una propria filiale panamense, costituita al fine di raccogliere finanziamenti all'estero. In virtù di un regime speciale allora vigente, subordinato al mantenimento del prestito obbligazionario fino al 2008, gli interessi corrisposti da Ampla alla propria controllata fruivano di un regime di esenzione da ritenuta in Brasile.
Tuttavia, la crisi finanziaria del 1998 costrinse la filiale panamense a rifinanziarsi dalla propria controllante brasiliana, che a tal fine chiese appositi prestiti alle banche locali. L'Amministrazione Finanziaria ha ritenuto che tale ultimo finanziamento equivalesse a un'estinzione anticipata del prestito obbligazionario originario con conseguente perdita del diritto all'applicazione del predetto regime di esenzione.
Nel dicembre 2005, Ampla ha effettuato una scissione a favore di Ampla Investimentos e Serviços SA che comportò il trasferimento del residuo debito FRN e dei diritti e delle obbligazioni a esso riferiti.
In data 6 novembre 2012, la Câmara Superior de Recursos Fiscais (ultimo grado del giudizio amministrativo) ha emesso una decisione sfavorevole per Ampla rispetto alla quale la società ha prontamente presentato al medesimo Organismo una richiesta di chiarimento. In data 15 ottobre 2013, è stato notificato ad Ampla il rifiuto della richiesta di chiarimento (*embargo de declaração*) e, pertanto, è stata confermata la precedente decisione sfavorevole. La società ha presentato una garanzia del debito e il 27 giugno 2014 ha proseguito il contenzioso dinanzi al Giudice Ordinario (Tribunal de Justiça).
A dicembre 2017, il Giudice ha nominato un esperto al fine di approfondire ulteriormente il tema e, conseguentemente, supportare l'emissione della futura sentenza. A settembre 2018, l'esperto ha rilasciato la propria perizia richiedendo ulteriore documentazione. A dicembre 2018, la società, ora Enel Distribuição Rio (EDR), ha prodotto l'ulteriore documentazione probatoria e, a fronte delle conclusioni esposte dall'esperto, ha richiesto un'ulteriore perizia; la causa viene rimessa all'esperto per chiarimenti rispetto alla posizione espressa dalla società.
A luglio 2021 viene depositata la relazione integrativa da parte dell'esperto nella quale si riconosce l'esistenza dei contratti di finanziamento e la risoluzione del prestito obbligazionario avvenuta, sia per la quota capitale sia per gli interessi, principalmente attraverso un aumento di capitale. La società, chiamata a pronunciarsi sulla relazione depositata, chiede l'annullamento integrale del debito tributario.
Nel mese di marzo 2024 la società ha presentato una richiesta di revisione del valore in contenzioso a seguito dell'approvazione di una nuova legge che prevede, nell'ambito dei procedimenti amministrativi federali, la cancellazione delle sanzioni (e dei relativi interessi) per le controversie con esito a sfavore del contribuente per effetto dell'applicazione della regola che attribui-

sce il voto decisivo all'autorità fiscale in caso di parità. A seguito dell'accoglimento della richiesta, la società ha ottenuto la riduzione di sanzioni e interessi e chiederà la riduzione anche delle corrispondenti garanzie. Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2024 è di circa 103 milioni di euro.

PIS/COFINS/ICMS - Enel Distribuição São Paulo

Nel marzo 2017, il Supremo Tribunal Federal del Brasile (STF) ha deliberato in merito al calcolo delle imposte PIS e COFINS confermando la tesi secondo cui l'imposta ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*, imposta sulla circolazione di beni e servizi) non rientrava nella base di calcolo del PIS e del COFINS. Nel maggio 2021 il STF ha stabilito che gli effetti si sarebbero prodotti a partire dalla sentenza di marzo 2017, fatta eccezione per i contribuenti che avevano presentato ricorso prima di tale data.

Le società brasiliane del Gruppo interessate dalla sentenza STF avevano già avviato azioni legali presso i rispettivi tribunali regionali federali. Successivamente, questi ultimi notificavano alle stesse la decisione finale, riconoscendo il diritto di dedurre l'ICMS applicata alle proprie operazioni dalla base di calcolo del PIS e COFINS. Poiché l'eccedenza di pagamento delle imposte PIS e COFINS è stata trasferita ai clienti finali, contestualmente alla rilevazione di tali imposte recuperabili, è stata rilevata una passività verso gli stessi per i medesimi importi, al netto di qualsiasi costo sostenuto o da sostenere nei procedimenti legali. Tali passività rappresentano l'obbligo di restituire ai clienti finali le imposte recuperate.

Enel Distribuição São Paulo a tal proposito ha intrapreso due contenziosi attivi terminati a suo favore e relativi, rispettivamente, al periodo da dicembre 2003 a dicembre 2014 e da gennaio 2015 in avanti. In riferimento al secondo giudizio, la Federal Union ha depositato un'azione di rescissione avverso la società, contestando il fatto che parte del periodo in questione (antecedente a marzo 2017) sarebbe negativamente impattata dalla sentenza di maggio 2021 della STF sopra citata.

A maggio 2022 la società ha impugnato tale azione sostenendo la correttezza del proprio operato nei diversi gradi di giudizio. Nel corso del 2023, a seguito di esito sfavorevole in secondo grado giudiziale, la società, con un nuovo appello, ha fatto richiesta di chiarimento sulla decisione. Nel 2024 la causa è stata sospesa in attesa del giudizio sulla questione da parte della Suprema Corte.

Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2024 è di circa 203 milioni di euro.

IRPJ/CSLL – Eletropaulo

Il 5 ottobre 2021, Eletropaulo ha ricevuto un avviso di accertamento, emesso dall'Autorità Fiscale Brasiliana, con il quale viene contestata la deducibilità, ai fini delle imposte sul reddito (*Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas* - IRPJ e *Contribuição Social sobre o Lucro Líquido* - CSLL), dell'ammortamento fiscale sugli extra valori generati da operazioni straordinarie, realizzate prima dell'acquisizione della società da parte del Gruppo Enel. In particolare, il periodo oggetto di contestazione va dal 2017 al 2019.

La società, a seguito di una decisione sfavorevole in primo grado amministrativo, ha presentato ricorso in secondo grado, chiedendone l'annullamento per errori nel procedimento. Attualmente il contenzioso è in attesa di un nuovo processo in primo grado amministrativo.

Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2024 è di circa 143 milioni di euro.

PIS – Eletropaulo

Nel luglio del 2000, Eletropaulo ha instaurato un contenzioso per il riconoscimento di un credito PIS (*Programa Integração Social*) derivante da somme versate in applicazione di norme (Decreti Legge n. 2.445/1988 e n. 2.449/1988) successivamente dichiarate incostituzionali dal Supremo Tribunal Federal (STF). Nel maggio del 2012, è stata emessa dal Superior Tribunal de Justiça (STJ) la sentenza finale favorevole alla società che ha riconosciuto il diritto al credito.

Nel 2002, prima dell'emissione della citata sentenza finale favorevole, la società ha compensato il credito con altri tributi federali. Tale comportamento è stato contestato dall'Autorità Fiscale Federale ma la società, sostenendo la correttezza del proprio operato, ha impugnato in tribunale gli atti emessi dall'Autorità Fiscale Federale. A seguito della sconfitta in primo grado, la società ha presentato appello in secondo grado.

Il valore complessivo delle cause al 31 dicembre 2024 è di circa 115 milioni di euro.

ICMS - Ampla, Coelce ed Eletropaulo

Gli Stati di Rio de Janeiro, di Ceará e di San Paolo hanno notificato diversi atti impositivi, rispettivamente alla società Ampla Energia e Serviços SA (per i periodi 1996-1999 e 2007-2017), alla società Companhia Energética do Ceará SA (per i periodi 2003, 2004, 2006-2012, 2015, 2016 e 2018) e alla società Eletropaulo (per il periodo 2008-2021), contestando la detrazione dell'ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*, imposta sulla circolazione di beni e servizi) relativa all'acquisto di alcune immobilizzazioni. Le società hanno impugnato gli atti difendendo la

corretta detrazione dell'imposta e sostenendo che i beni, la cui acquisizione ha generato l'ICMS, sono destinati all'attività di distribuzione di energia elettrica.
Le società continuano a difendere il proprio operato nei diversi gradi di giudizio.
Il valore complessivo delle cause al 31 dicembre 2024 è di circa 89 milioni di euro.

PIS/COFINS – Enel Green Power Cachoeira Dourada SA

Nel mese di marzo 2024, l'Autorità Fiscale brasiliana ha emesso un avviso di accertamento, per il periodo 2020, nei confronti di Enel Green Power Cachoeira Dourada SA relativamente ai tributi PIS e COFINS. Nel dettaglio, la società ha compensato i crediti PIS e COFINS derivanti dall'acquisto di energia importata dall'Argentina con analoghi debiti derivanti dalla vendita di energia sul mercato.
L'Autorità Fiscale sostiene che tale compensazione è avvenuta in modo improprio, poiché il credito da compensare è quello risultante dalla dichiarazione di importazione.
Per i beni fisici tale dichiarazione di importazione è concomitante con lo sdoganamento e l'entrata della merce nel Paese, mentre per l'elettricità si effettua circa due mesi dopo la ricezione della fattura e la registrazione contabile dell'acquisto.
Tuttavia, la norma non contempla una specifica eccezione per gli acquisti di energia e la società ha provveduto a compensare il credito nel primo mese di pagamento di PIS e COFINS (dovuti sui ricavi della vendita).
La società ha impugnato l'avviso di accertamento sostenendo la regolarità delle compensazioni attuate.
Il valore complessivo delle cause al 31 dicembre 2024 è di circa 71 milioni di euro.

Withholding Tax - Endesa Brasil

Il 4 novembre 2014, l'Autorità Fiscale brasiliana ha emesso un avviso di accertamento verso Endesa Brasil SA (attuale Enel Brasil SA) contestando la mancata applicazione di ritenute su dividendi, riqualificati come pagamento di reddito a soggetti non residenti.
In particolare, nel 2009, Endesa Brasil, per effetto della prima applicazione degli IFRS-IAS, ha effettuato lo storno di un goodwill imputandone gli effetti a patrimonio netto, sulla base di quanto previsto dalla corretta applicazione dei princípi contabili adottati. Viceversa, l'Amministrazione Finanziaria brasiliana ha ritenuto – nel corso di una verifica fiscale – che la scelta contabile adottata dalla società non fosse corretta e che gli effetti dello storno si sarebbero dovuti rilevare a Conto economico; per effetto di ciò, il corrispondente valore (circa 202 milioni di euro) è stato riqualificato quale pagamento di reddito a soggetti non residenti e, pertanto, soggetto a una withholding tax del 15%.
A tal riguardo, si annota che l'impostazione contabile adottata dalla società era stata confermata dall'Auditor esterno e altresì da una specifica legal opinion, rilasciata da uno Studio locale.
A seguito degli esiti sfavorevoli nei gradi di giudizio amministrativo, la società continua a difendere in via giudiziale il proprio operato e la correttezza del trattamento contabile adottato.
Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2024 è di circa 68 milioni di euro.

ICMS – Coelce

Lo Stato del Ceará ha emesso negli anni diversi avvisi di accertamento (per il periodo 2015-2019) alla società Companhia Energética do Ceará SA, così come a tutti gli altri distributori di energia in Brasile, esigendo l'ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*, imposta sulla circolazione di beni e servizi) sui sussidi corrisposti dal Governo Federale a fronte degli sconti regolamentari riconosciuti a determinati consumatori.
La società ha impugnato i singoli atti difendendo la propria posizione nei diversi gradi di giudizio.
Il valore delle cause al 31 dicembre 2024 è di circa 89 milioni di euro.

PIS/COFINS – Eletropaulo

L'Autorità Fiscale Federale, a partire da giugno 2017, ha notificato diversi avvisi di accertamento a Eletropaulo (per il periodo 2013-2018) contestando alcune compensazioni di crediti d'imposta con i contributi sociali (PIS e COFINS) e chiedendo quindi il pagamento di questi ultimi.
L'Autorità Fiscale sostiene che la società ha dichiarato crediti PIS e COFINS a fronte dell'acquisto di beni e servizi che non possono essere considerati fiscalmente rilevanti poiché non essenziali per la distribuzione di energia. Inoltre, si contesta la determinazione del credito d'imposta connesso a perdite non tecniche dell'energia acquistata.
La società ha prontamente difeso la correttezza dei propri calcoli e sostenuto la regolarità delle compensazioni attuate nei diversi gradi di giudizio.
Il valore delle cause al 31 dicembre 2024 è di circa 49 milioni di euro.

ICMS (*pro rata*) – Coelce

Lo Stato di Ceará ha notificato nel tempo diversi atti impositivi alla società Companhia Energética do Ceará

SA (per il periodo 2005-2014), contestando la determinazione della quota detraibile dell'ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*, imposta sulla circolazione di beni e servizi) e in particolare la modalità di calcolo del pro rata di detrazione con riferimento ai ricavi derivanti dall'applicazione di una speciale tariffa prevista dal Governo brasiliano per la vendita di energia elettrica alle persone a basso reddito (*Baixa Renda*).
La società ha impugnato i singoli atti difendendo la corretta detrazione dell'imposta e sostenendo la regolarità dei calcoli effettuati e difende il proprio operato nei diversi gradi di giudizio.
Il valore complessivo delle cause al 31 dicembre 2024 è di circa 46 milioni di euro.

PIS – Eletropaulo

Nel corso del mese di dicembre del 1995 il Governo brasiliano ha disposto un incremento dell'aliquota dell'imposta federale PIS (*Programa Integração Social*) da 0,50% a 0,65% attraverso l'emanazione di un provvedimento provvisorio (*Executive Provisional Order*).
Successivamente, il suddetto provvedimento provvisorio è stato reiterato per cinque volte prima della sua definitiva conversione in legge avvenuta nel 1998. Secondo la normativa brasiliana, l'aumento dell'aliquota fiscale (o l'istituzione di un nuovo tributo) può essere disposto solo in forza di legge ed è efficace una volta decorsi 90 giorni dalla sua pubblicazione.
Pertanto, Eletropaulo ha instaurato un contenzioso argomentando che l'aumento dell'aliquota fiscale sarebbe stato efficace solo dopo 90 giorni dall'ultimo ordine provvisorio sostenendo, quindi, che siano da considerarsi nulli gli effetti dei primi quattro provvedimenti provvisori (in quanto mai convertiti in legge). Tale contenzioso si è concluso nell'aprile del 2008 riconoscendo la validità dell'incremento dell'aliquota del PIS a partire dal primo provvedimento provvisorio.
Nel maggio 2008, l'Autorità Fiscale brasiliana ha intentato una causa nei confronti della società Eletropaulo per richiedere il versamento delle maggiori imposte corrispondenti all'incremento di aliquota per il periodo marzo 1996 - dicembre 1998. Al riguardo, Eletropaulo si è opposta a tale richiesta, nei diversi gradi di giudizio, sollevando l'intervenuta prescrizione dei tempi per l'emissione dell'avviso di accertamento. In particolare, essendo trascorsi più di cinque anni dal verificarsi del presupposto impositivo (dicembre 1995, data del primo provvedimento provvisorio) senza l'emissione di alcun atto formale, si contesta all'Autorità Fiscale la prescrizione del diritto di richiedere il versamento delle maggiori imposte nonché la possibilità di instaurare qualsiasi azione legale in tal senso.
Nel 2017, a seguito delle decisioni sfavorevoli pronunciate nei precedenti gradi di giudizio, Eletropaulo ha presentato appello – per vedere riconosciuti i propri diritti e per difendere il proprio operato – presso il Superior Tribunal de Justiça (STJ) e il Supremo Tribunal Federal (STF). I suddetti giudizi sono tuttora pendenti mentre gli importi oggetto di contestazione sono stati oggetto di copertura mediante garanzia bancaria.
Con riferimento alla richiesta dell'Ufficio del Procuratore Generale del Dipartimento del Tesoro Nazionale brasiliano di sostituire la garanzia bancaria con un deposito giudiziario, il tribunale giudiziario di secondo grado ha accolto tale istanza. Pertanto, la società ha sostituito la garanzia bancaria con un deposito in contanti e ha presentato una mozione di chiarimento contro la relativa decisione, attualmente in attesa di giudizio.
Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2024 è di circa 42 milioni di euro.

FINSOCIAL – Eletropaulo

A seguito di una sentenza definitiva, emessa dalla Corte Regionale Federale l'11 settembre 2011, la società Eletropaulo ha visto riconosciuto il diritto alla compensazione di alcuni crediti FINSOCIAL (contributo sociale), relativi a somme versate da settembre 1989 a marzo 1992.
Nonostante lo scadere dei relativi termini di prescrizione (*statute of limitations*), l'Autorità Fiscale Federale ha contestato la determinazione di alcuni crediti e ha rigettato le corrispondenti compensazioni, emettendo alcuni atti impositivi che la società ha prontamente impugnato in via amministrativa, difendendo la correttezza dei propri calcoli e sostenendo la regolarità del proprio operato.
Dopo una sentenza sfavorevole in primo grado, la società ha presentato appello dinanzi al tribunale amministrativo in secondo grado.
Il valore complessivo delle cause al 31 dicembre 2024 è di circa 42 milioni di euro.

Contenziosi fiscali in Spagna

Imposte sui redditi – Enel Iberia, Endesa e controllate

Nel 2018, l'Autorità Fiscale spagnola ha concluso una verifica generale che ha interessato le società del Gruppo facenti parte del consolidato fiscale spagnolo. Tale verifica, avviata nel 2016, ha interessato l'imposta sui redditi delle società, l'imposta sul valore aggiunto e le ritenute

(principalmente relativamente agli anni dal 2011 al 2014).
Con riferimento alle principali contestazioni, le società interessate hanno impugnato i relativi atti in primo grado amministrativo (Tribunal Económico-Administrativo Central - TEAC), difendendo la correttezza del proprio operato.
Il 4 aprile 2022, il TEAC ha respinto il ricorso e le società continuano a difendere il proprio operato in sede giudiziale (Audiencia Nacional).
In relazione alle contestazioni in materia di imposta sui redditi delle società, il contenzioso valutato con esito possibile ammonta a circa 135 milioni di euro al 31 dicembre 2024:

i) Enel Iberia difende la correttezza del criterio adottato per la determinazione della deducibilità di minusvalenze derivanti da vendite azionarie (circa 88 milioni di euro) e di alcuni oneri finanziari (circa 15 milioni di euro);
ii) Endesa e le sue controllate, principalmente difendono la correttezza del criterio adottato per la deducibilità di alcuni oneri finanziari (circa 26 milioni di euro) e di costi per lo smantellamento di centrali nucleari (circa 6 milioni di euro).

Nel 2021, l'Autorità Fiscale spagnola ha concluso una nuova verifica generale relativamente agli anni dal 2015 al 2018.
Il 3 ottobre 2024, il TEAC ha respinto il ricorso e le società continuano a difendere il proprio operato in sede giudiziale (Audiencia Nacional). In relazione alla principale contestazione in materia di imposta sui redditi delle società, riferibile alla deducibilità di alcuni oneri finanziari, il contenzioso valutato con esito possibile ammonta a circa 229 milioni di euro al 31 dicembre 2024 (Enel Iberia 216 milioni di euro; Endesa SA 13 milioni di euro).

Imposte sui redditi – Enel Green Power España SLU

Il 7 giugno 2017, l'Autorità Fiscale spagnola ha emesso un avviso di accertamento verso Enel Green Power España SLU, contestando il regime di neutralità fiscale applicato alla fusione di Enel Unión Fenosa Renovables SA (EUFER) in Enel Green Power España SLU avvenuta nel 2011. Tale rilevo si fonda sulla presunta assenza di valide ragioni economiche a supporto dell'operazione.
Il 6 luglio 2017, la società ha impugnato l'atto in primo grado amministrativo (Tribunal Económico-Administrativo Central - TEAC), difendendo la correttezza del trattamento fiscale applicato alla fusione. Al riguardo, la società ha fornito il supporto documentale attestante le sinergie conseguite per effetto della fusione al fine di dimostrare l'esistenza delle valide motivazioni economiche a supporto della stessa. Il 10 dicembre 2019, il TEAC ha respinto il ricorso e la società continua a difendere il proprio operato in sede giudiziale (Audiencia Nacional).
Il valore complessivo della passività al 31 dicembre 2024 è quantificabile in circa 33 milioni di euro.

Contenziosi fiscali in Italia

ICI, IMU, TASI – Enel Produzione, Enel Green Power Italia

Il contenzioso tributario in materia catastale si è sviluppato a partire dal 1998. In una prima fase ha riguardato l'inclusione o meno dei macchinari (c.d. "imbullonati") ai fini della determinazione della rendita catastale alla base del tributo sulle centrali di produzione. A partire dal 2016, con l'approvazione della legge di stabilità n. 208/2015, è stata sancita l'esclusione dalla rendita dei macchinari. Le società hanno quindi presentato gli accatastamenti di tutto il parco impianti per adeguarsi alle nuove disposizioni e proseguono a difendere il proprio operato nei diversi gradi di giudizio, anche per le componenti diverse dagli impianti. Per il contenzioso, la cui soccombenza è valutata probabile, è presente un accantonamento nel fondo oneri su imposte e tasse periodicamente aggiornato.
Il valore del contenzioso valutato con esito possibile al 31 dicembre 2024 è di circa 51 milioni di euro.

56. Programmi ambientali

Alcune società del Gruppo sono interessate da norme regolatorie ambientali nazionali o sovranazionali che hanno l'obiettivo di sviluppare l'uso di meccanismi di protezione ambientale in conformità con le politiche ambientali dell'Unione Europea e con gli accordi internazionali globali.

56.1 Termini e natura dei programmi ambientali

I principali programmi ambientali che interessano le società del Gruppo sono riepilogati nella seguente tabella.

Programma	Descrizione delle misure	Natura delle misure
EU ETS[140]	Il Sistema, applicato a tutti i Paesi UE, fissa un tetto massimo annuale alle emissioni, che diminuisce progressivamente al fine di ridurre le emissioni totali in Europa. Nella sua fase 4 (2021-2030), il Sistema è diventato più rigoroso, quale parte del contributo dell'UE all'Accordo di Parigi sul clima. Al tetto annuale corrisponde uno specifico numero di quote (per ciascun impianto industriale autorizzato), che vengono assegnate, tramite partecipazione ad aste o a titolo gratuito, dall'autorità locale competente, e che sono liberamente trasferibili e scambiabili tra operatori. I soggetti obbligati cedono per ciascun periodo di riferimento le quote equivalenti alle loro emissioni inquinanti.	Sistema "cap and trade" obbligatorio per legge. Nel Gruppo, le quote di CO_2 sono applicabili alle società di produzione di energia termoelettrica operanti in Italia e Spagna. Nei Paesi in cui il Gruppo è impegnato in attività di generazione termoelettrica, la normativa europea prevede che le quote vengano assegnate tramite asta e non siano concesse a titolo gratuito.
Certificati di efficienza energetica	Il programma ha l'obiettivo di ridurre il consumo di energia da parte degli utenti finali attraverso interventi sviluppati in applicazione delle Direttive dell'Unione Europea e delle leggi nazionali. I titoli negoziabili sono emessi, su un arco temporale pluriennale, dalle autorità nazionali competenti alle imprese che realizzano direttamente o indirettamente interventi/progetti per il miglioramento dell'efficienza energetica. Al termine del periodo, le imprese obbligate sono tenute a presentare certificati corrispondenti ai risparmi energetici obbligatori.	Obbligatorio per legge. Attualmente il Gruppo detiene titoli di efficienza energetica in Italia e Spagna dove i soggetti obbligati sono, rispettivamente, le società di distribuzione e di vendita di elettricità.
Garanzie di origine (GO)	Questo sistema europeo ha l'obiettivo di incentivare l'uso di energia prodotta da fonti rinnovabili. La certificazione è riconosciuta dalle autorità nazionali competenti a impianti di generazione rinnovabile qualificati, che soddisfano specifici requisiti. I titoli sono negoziabili e scambiati, anche separatamente dall'energia elettrica cui si riferiscono, durante il loro periodo di validità fino a quando non vengono annullati dall'emittente su richiesta dell'utilizzatore dei certificati.	Il meccanismo interessa attualmente le società di vendita italiane e spagnole del Gruppo che hanno l'obbligo di approvvigionarsi di un certo volume di GO a seconda del livello di vendite ai clienti.
Certificati di Energia Rinnovabile (RECs)	Questi certificati sono assegnati alle società di generazione energetica in Paesi fuori dall'Europa per certificare la provenienza da fonti rinnovabili dell'elettricità consumata. Il funzionamento del sistema è analogo a quello delle garanzie di origine europee.	Meccanismo volontario che attualmente impatta su alcune società del Gruppo in Nord America e America Latina.

56.2 Policy contabili

Ai fini della rilevazione contabile degli oneri derivanti da tali obblighi normativi, il Gruppo applica il cosiddetto "net liability approach".

Nell'ambito di tale trattamento contabile:

- i certificati ambientali eventualmente ricevuti gratuitamente e quelli autoprodotti nell'ambito dello svolgimento dell'attività aziendale, destinati all'adempimento della compliance, sono rilevati al valore nominale (valore nullo);
- gli oneri sostenuti per acquistare sul mercato (o comunque ottenere a titolo oneroso) ulteriori certificati necessari per adempiere all'obbligo del periodo di riferimento sono rilevati a Conto economico nell'ambito degli "Altri costi operativi", in quanto rappresentano "oneri di sistema" conseguenti all'adempimento di un obbligo normativo;
- se il numero dei certificati ambientali disponibili alla data di riferimento del bilancio non è sufficiente per adempiere al relativo obbligo ("deficit" di certificati), si rileva un accantonamento nell'ambito dei "Fondi per rischi e oneri", per competenza. Al contrario, alla data di riferimento del bilancio, l'eventuale "surplus" di certificati acquistati è rilevato nelle "Rimanenze" in accordo con i princípi generali di cui alla nota 2.2 "Princípi contabili rilevanti".

Alcune tipologie di certificati ambientali maturano in proporzione:

- all'energia prodotta da impianti che utilizzano risorse rinnovabili (per esempio, garanzie di origine e certificati di energia rinnovabile);

140. European Emissions Trading System, Sistema europeo di scambio di quote di emissione.

- ai risparmi energetici conseguiti, che hanno ottenuto la certificazione dalla competente autorità (certificati di efficienza energetica).

In questi casi, il diritto di ottenere tali certificati può essere assimilato a un contributo pubblico non monetario in conto esercizio e, come tale, il Gruppo lo rileva al fair value nell'ambito delle "Altre attività non correnti/correnti" di natura non finanziaria. Quando i certificati sono accreditati sul conto proprietà, il relativo valore è riclassificato dalle altre attività alle "Rimanenze".

Il corrispondente provento è rilevato nell'ambito degli "Altri proventi" di natura operativa.
Per le società del Gruppo che svolgono attività di trading, i certificati ambientali rappresentano beni merce, scambiati nell'ambito della loro normale attività di business e, come tali, i certificati acquistati sono rilevati nell'ambito dei "Servizi e altri materiali".
I ricavi per la vendita di tali certificati sono rilevati nell'ambito dei "Ricavi", con conseguente decremento delle relative rimanenze.
I contratti di acquisto o vendita di certificati ambientali regolati a data futura (per esempio, contratti a termine ecc.) che rispettano la definizione di derivato sono rilevati e misurati applicando l'"own use exemption", il criterio del fair value rilevato a Conto economico, o le regole dell'hedge accounting in base alle specifiche circostanze. Per maggiori dettagli, si rimanda alla nota 49 "Derivati ed hedge accounting".

56.3 Impatti economico-patrimoniali

Oneri per certificati ambientali

La tabella di seguito riportata evidenzia gli oneri di sistema, rilevati dalle società del Gruppo obbligate, riferiti ai certificati ambientali necessari per l'adempimento degli obblighi dell'esercizio in base a normative nazionali e sovranazionali.

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Oneri per certificati ambientali				
Oneri di sistema - Quote di emissioni inquinanti	1.127	2.038	(911)	-44,7%
Oneri di sistema - Certificati di efficienza energetica	210	244	(34)	-13,9%
Oneri di sistema - Garanzie di origine	112	321	(209)	-65,1%
Totale	**1.449**	**2.603**	**(1.154)**	**-44,3%**

I minori oneri per certificati ambientali, rispetto all'esercizio precedente, sono dovuti principalmente:
- alla riduzione degli oneri per quote di emissioni inquinanti in Enel Produzione (per 713 milioni di euro) e nel Gruppo Endesa (per 198 milioni di euro), riconducibile soprattutto alle minori emissioni registrate nel periodo a seguito della diminuzione della quantità di energia prodotta da fonti fossili;
- al decremento degli oneri per le garanzie di origine in Enel Energia (per 90 milioni di euro) e nel Gruppo Endesa (per 118 milioni di euro), riconducibile all'incremento della quantità di energia verde venduta ai clienti e alla riduzione del prezzo medio di tali certificati;
- ai minori oneri per certificati di efficienza energetica in e-distribuzione (per 40 milioni di euro) derivante, prevalentemente, dalla riduzione del volume di certificati acquistati e dei prezzi medi di acquisto.

La tabella di seguito riportata mostra le quantità di certificati ambientali utilizzati dalle società del Gruppo soggette all'adempimento degli obblighi in base a normative nazionali e sovranazionali.

	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2023
	Quote di emissioni inquinanti (migliaia di tonnellate)		Garanzie di origine (GWh)		Certificati di efficienza energetica (TEP)	
Saldo di apertura al 1° gennaio	**31.237**	**34.494**	**19.233**	**20.565**	**477.835**	**416.174**
Certificati autoprodotti	-	-	34.468	24.845	45.731	-
Acquisto di certificati	10.024	34.699	29.534	28.362	843.435	925.187
Vendita di certificati	(1.150)	(2.500)	-	(1.464)	-	-
Certificati consegnati per l'adempimento dell'obbligo[1]	(25.574)	(35.456)	(60.427)	(53.075)	(820.264)	(863.526)
Saldo di chiusura al 31 dicembre	**14.537**	**31.237**	**22.808**	**19.233**	**546.737**	**477.835**

(1) Per i certificati consegnati nel 2024 e 2023:
- le quote di emissioni inquinanti e le garanzie di origine sono riferite all'adempimento degli esercizi precedenti, in linea con le tempistiche previste dalle normative di riferimento;
- i certificati di efficienza energetica possono riguardare anche l'adempimento dell'esercizio corrente oltre che degli esercizi precedenti, in linea con le tempistiche previste dalle normative di riferimento.

Fondi rischi e oneri per certificati ambientali

I fondi rischi e oneri per certificati ambientali accolgono gli oneri relativi ai certificati mancanti per l'adempimento degli obblighi dell'esercizio, in base a normative nazionali e sovranazionali.

Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Fondi rischi e oneri per certificati ambientali - quota corrente		
Quote di emissioni inquinanti	23	33
Certificati di efficienza energetica	7	3
Garanzie di origine	170	214
Totale	**200**	**250**

La riduzione dei fondi rischi e oneri (per 50 milioni di euro) è dovuta principalmente alla riduzione del fondo per quote di emissioni inquinanti e per garanzie di origine. In particolare:
- il fondo per quote di emissioni inquinanti accoglie esclusivamente gli oneri del Gruppo Endesa;
- il fondo per garanzie di origine si riferisce a Enel Energia per 164 milioni di euro (174 milioni di euro al 31 dicembre 2023) e al Gruppo Endesa per 6 milioni di euro (40 milioni di euro al 31 dicembre 2023).

La movimentazione dei fondi per rischi e oneri per certificati ambientali nell'esercizio 2024 è di seguito dettagliata.

Milioni di euro	al 31.12.2023	Accantonamenti	Utilizzi	Rilasci	Altri movimenti	al 31.12.2024
Fondi rischi e oneri per certificati ambientali - quota corrente						
Quote di emissioni inquinanti	33	21	(32)	-	1	23
Certificati di efficienza energetica	3	4	-	-	-	7
Garanzie di origine	214	197	(150)	(86)	(5)	170
Totale	**250**	**222**	**(182)**	**(86)**	**(4)**	**200**

Proventi per contributi pubblici per certificati ambientali

I contributi pubblici non monetari per certificati ambientali maturati nell'anno e riconosciuti dalle competenti autorità si riferiscono principalmente alle garanzie di origine maturate in proporzione all'energia elettrica prodotta da impianti a fonte rinnovabile.
I contributi pubblici monetari per certificati di efficienza energetica sono riconosciuti dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) a e-distribuzione per i certificati di efficienza energetica acquistati nell'anno.

Milioni di euro	2024	2023	2024-2023	
Contributi per certificati ambientali				
Contributi non monetari - Garanzie di origine	97	111	(14)	-12,6%
Contributi non monetari - Altri certificati ambientali	3	4	(1)	-25,0%
Totale contributi non monetari per certificati ambientali	**100**	**115**	**(15)**	**-13,0%**
Contributi monetari - Certificati di efficienza energetica	194	231	(37)	-16,0%
TOTALE	**294**	**346**	**(52)**	**-15,0%**

La riduzione dei proventi per contributi per certificati ambientali, rispetto all'esercizio precedente, è riferita principalmente:

- alla riduzione dei contributi non monetari per garanzie di origine, dovuta essenzialmente alla riduzione del prezzo medio di tali certificati in Spagna (per 57 milioni di euro); tale effetto è stato parzialmente compensato da un incremento di contributi in Italia (per 42 milioni di euro) prevalentemente per l'incremento della quantità di energia prodotta da fonte rinnovabile;
- al decremento dei contributi per certificati monetari di efficienza energetica (per 37 milioni di euro) in e-distribuzione, dovuto essenzialmente alla riduzione dei volumi di certificati acquistati rispetto all'esercizio precedente, oltre che a una leggera flessione del contributo tariffario.

Contributi non monetari da ricevere per certificati ambientali

La seguente tabella riporta le attività relative ai contributi per i certificati ambientali maturati alla fine dell'esercizio, ma non ancora accreditati dalle autorità competenti alle società del Gruppo che li hanno prodotti; tali attività sono rilevati nell'ambito della voce "Altre attività correnti" e si riferiscono principalmente alle garanzie di origine.

Milioni di euro	al 31.12.2024	al 31.12.2023
Contributi non monetari da ricevere per certificati ambientali		
Garanzie di origine	9	23
Altri certificati	1	1
Totale	**10**	**24**

La riduzione della voce, per 14 milioni di euro, è dovuta al decremento dei contributi non monetari da ricevere per garanzie di origine registrato in Italia e Spagna.

Altre voci

Relativamente agli impatti dei certificati ambientali sulle altre voci di Conto economico e Stato patrimoniale, si rimanda:

- alla nota 9.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" per i ricavi di vendita di certificati ambientali;
- alla nota 10.b "Servizi e altri materiali" per gli acquisti di certificati ambientali non utilizzati per l'adempimento dell'obbligo dell'esercizio;
- alla nota 31 "Rimanenze" per le rimanenze di certificati non utilizzati per l'adempimento dell'obbligo di compliance dell'esercizio.

57. Princípi contabili di futura applicazione

Di seguito l'elenco dei princípi e modifiche ai princípi e interpretazioni la cui data di efficacia per il Gruppo è successiva al 31 dicembre 2024.

- *"IFRS 18 – Presentation and Disclosure in Financial Statements"*, emesso ad aprile 2024. Il nuovo principio, riguardante la presentazione e l'informativa in bilancio, sostituirà lo "IAS 1 - Presentation of Financial Statements", introducendo nuovi requisiti al fine di fornire agli user informazioni più rilevanti e trasparenti, focalizzandosi sugli aggiornamenti relativi al Conto economico. Nel dettaglio, i concetti chiave introdotti dall'IFRS 18 sono relativi:
  - alla struttura del Conto economico, richiedendo nuovi e specifici subtotali;
  - al requisito di determinare il raggruppamento più funzionale alla presentazione delle spese di Conto economico;
  - alla presentazione in un'unica nota all'interno del bilancio dell'informativa relativa alle misure di performance definite dal management, corrispondenti a subtotali di ricavi e costi utilizzati nelle comunicazioni pubbliche riportate al di fuori del bilancio; e
  - al miglioramento dei princípi di aggregazione e disaggregazione delle informazioni.

  Il principio dovrà essere applicato, previa omologazione, retrospettivamente, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2027 o successivamente. È consentita l'applicazione anticipata.
- *"IFRS 19 – Subsidiaries without Public Accountability: Disclosures"*, emesso a maggio 2024. Il nuovo principio, di applicazione volontaria, consente alle società controllate eligibili l'applicazione di requisiti di informativa ridotta. In particolare, una controllata è eligibile se:
  - non ha una responsabilità pubblica; e
  - ha una capogruppo o una controllante intermedia che redige un bilancio consolidato per uso pubblico conforme agli IFRS.

  Il principio dovrà essere applicato, previa omologazione, a partire dagli esercizi annuali che hanno inizio il 1° gennaio 2027 o successivamente. È consentita l'applicazione anticipata.
- *"Amendments to IFRS 10 and IAS 28 – Sale or Contribution of Assets between an Investor and its Associate or Joint Venture"*, emesso a settembre 2014. Le modifiche chiariscono il trattamento contabile di vendite o conferimenti di attività tra un investitore e le sue collegate o joint venture. Le modifiche confermano che il trattamento contabile varia a seconda che le attività vendute o conferite a una società collegata o joint venture costituiscano un "business" (come definito dall'IFRS 3). Lo IASB ha rinviato indefinitamente la data di prima applicazione delle modifiche in oggetto.
- *"Amendments to IAS 21 – The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates: Lack of Exchangeability"*, emesso ad agosto 2023. Le modifiche richiedono di applicare un approccio coerente nel valutare se una valuta è scambiabile con un'altra e, quando non lo è, nel determinare il tasso di cambio da utilizzare e l'informativa da fornire. Le modifiche sono applicabili a partire dagli esercizi che avranno inizio dal 1° gennaio 2025 o successivamente.
- *"Amendments to IFRS 9 and IFRS 7 - Amendments to the Classification and Measurement of Financial Instruments"*, emesso a maggio 2024. Le modifiche includono nuovi requisiti finalizzati a:
  - chiarire la data di rilevazione ed eliminazione contabile di alcune attività e passività finanziarie, con una nuova eccezione prevista per alcune passività finanziarie regolate tramite un sistema elettronico di trasferimento di denaro;
  - chiarire e aggiungere ulteriori indicazioni nel valutare se un'attività finanziaria soddisfa il criterio dei solely payments of principal and interest (SPPI);
  - aggiungere nuova informativa per alcuni strumenti con termini contrattuali che possono modificare i flussi di cassa (per esempio, alcuni strumenti finanziari con caratteristiche legate al raggiungimento di obiettivi ambientali, sociali e di governance); e
  - aggiornare l'informativa sugli strumenti di equity valutati al fair value rilevato negli Other Comprehensive Income (FVOCI).

  Le modifiche dovranno essere applicate, previa omologazione, a partire dagli esercizi annuali che avranno inizio dal 1° gennaio 2026 o successivamente.
- *"Annual Improvements Volume 11"*, emesso a luglio 2024. Il documento contiene modifiche formali e chiarimenti agli standard esistenti. Nel dettaglio, sono stati modificati i seguenti princípi:
  - *"IAS 7 – Cost method"*; la modifica elimina il termine "metodo del costo", non più definito nei princípi contabili IFRS;
  - *"IFRS 9 – Lessee derecognition of lease liabilities"*; la modifica risolve una potenziale mancanza di chiarezza relativa al modo in cui un locatario contabilizza l'eliminazione contabile di una passività per leasing, chiarendo che qualsiasi utile o perdita risultante deve essere rilevato a Conto economico;
  - *"IFRS 9 – Transaction price"*; la modifica rimuove il

riferimento, nell'Appendice A dell'IFRS 9, alla definizione di "prezzo di transazione" contenuta nell'IFRS 15, considerato che il termine è utilizzato in particolari paragrafi dell'IFRS 9 con un significato non necessariamente coerente con la definizione di tale termine nell'IFRS 15;

- *"IFRS 7 – Gain or loss on derecognition"*; la modifica chiarisce una potenziale confusione derivante da un riferimento obsoleto a un paragrafo che è stato eliminato dal principio in occasione dell'emissione dell'"IFRS 13 – Fair Value Measurement";
- *"IFRS 7 – Disclosure of deferred difference between fair value and transaction price"*; la modifica chiarisce un'incoerenza tra il principio e le relative linee guida applicative, emersa quando una modifica, consequenziale all'emissione dell'IFRS 13, è stata apportata al principio, ma non al corrispondente paragrafo delle linee guida implementative;
- *"IFRS 7 – Introduction and credit risk disclosures"*; la modifica risolve una potenziale confusione chiarendo come applicare la pertinente guida applicativa e semplificando alcune spiegazioni;
- *"IFRS 10 – Determination of a 'de facto agent'"*; la modifica chiarisce come un investitore deve determinare se un altro soggetto agisce per suo conto;
- *"IFRS 1 – Hedge accounting by a first-time adopter"*; la modifica migliora la coerenza tra i requisiti per l'hedge accounting previsti nell'IFRS 9 e nell'IFRS 1.

Ciascuna delle modifiche sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi annuali che avranno inizio dal 1° gennaio 2026 o successivamente. L'applicazione anticipata è consentita.

- *"Amendments to IFRS 9 and IFRS 7 - Contracts Referencing Nature-dependent Electricity"*, emesso a dicembre 2024. Le modifiche mirano a una migliore rappresentazione degli effetti finanziari derivanti da alcuni contratti di acquisto o vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili (per esempio, eolico e solare). Tali contratti comportano l'esposizione alla variabilità della quantità sottostante di energia elettrica perché la fonte della sua generazione dipende da condizioni naturali incontrollabili (per esempio, le condizioni meteorologiche), Sono inclusi nella tipologia descritta sia alcuni contratti per l'acquisto o la vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili, spesso strutturati come accordi a lunga scadenza (ovvero, physical Power Purchase Agreements, PPA), sia gli strumenti finanziari che fanno riferimento a tale tipologia di elettricità (ovvero, Virtual Power Purchase Agreements, VPPA).

  Le modifiche sono le seguenti:

  - è permessa l'applicazione dell'"own use exception" ai physical PPA se la società è stata, e prevede di essere, un acquirente netto di energia elettrica per il periodo contrattuale (ovvero, gli acquisti di energia elettrica rinnovabile compensano in misura sufficiente eventuali vendite di energia elettrica inutilizzata all'interno dello stesso mercato);
  - è consentita l'applicazione dell'hedge accounting ai Virtual PPA (ovvero, contratti che non prevedono la consegna fisica di energia e il cui regolamento si basa sulla differenza tra il prezzo di mercato dell'energia e il prezzo strike previsto nel contratto) o ai PPA per cui non è possibile applicare l'own use exemption. In particolare, tali contratti possono essere utilizzati come strumenti di copertura di un importo nominale variabile delle transazioni previste di energia elettrica, allineato all'importo variabile che si prevede sarà fornito dall'impianto di generazione al quale fa riferimento lo strumento di copertura. Se i flussi di cassa dello strumento di copertura sono condizionati al verificarsi di una transazione prevista designata, si presume che la stessa sia altamente probabile;
  - sono stati introdotti ulteriori obblighi di informativa finalizzati a chiarire gli effetti di tali contratti sui flussi di cassa e sulla performance finanziaria. Inoltre, sono richieste specifiche informazioni in caso di adozione dell'own use exception.

  Tali modifiche si applicano a partire dagli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2026 o successivamente. È consentita l'applicazione anticipata.

Il Gruppo sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

58. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Enel colloca prestiti obbligazionari ibridi perpetui per 2 miliardi di euro

In data 7 gennaio 2025, Enel SpA ha lanciato sul mercato europeo prestiti obbligazionari non convertibili, subordinati, ibridi perpetui, denominati in euro e destinati a investitori istituzionali, per un ammontare complessivo pari a 2 miliardi di euro. L'emissione è strutturata in due serie:

- un prestito obbligazionario da 1.000 milioni di euro con cedola fissa annuale del 4,250% che verrà corrisposta fino alla prima reset date (esclusa) del 14 aprile 2030;
- un prestito obbligazionario da 1.000 milioni di euro con cedola fissa annuale del 4,5% che verrà corrisposta fino alla prima reset date (esclusa) del 14 gennaio 2033.

L'emissione ha totalizzato ordini per un importo pari a circa 6,8 miliardi di euro; la risposta degli investitori ha consentito una cedola media pari a 4,375%.

La joint venture Potentia Energy acquista un portafoglio da oltre 1 GW di rinnovabili in Australia

In data 6 febbraio 2025, Potentia Energy, società che opera nelle energie rinnovabili e di cui Enel Green Power detiene una quota di controllo congiunto, ha raggiunto un accordo con CVC DIF e Cbus Super per l'acquisizione di partecipazioni di controllo in un portafoglio da oltre 1 GW di asset rinnovabili in Australia.

La chiusura dell'acquisizione è soggetta a condizioni sospensive tipiche per questo tipo di transazioni, tra cui l'approvazione da parte del Foreign Investment Review Board (FIRB) australiano.

Enel lancia un Sustainability-Linked Bond da 2 miliardi di euro in tre tranche nel mercato Eurobond

In data 17 febbraio 2025, Enel Finance International NV ha lanciato sul mercato Eurobond un Sustainability-Linked Bond rivolto agli investitori istituzionali per un totale di 2 miliardi di euro totalizzando ordini per un importo pari a circa 5 miliardi di euro.

L'emissione, che ha una durata media di circa sei anni, presenta una cedola media inferiore al 3% ed è strutturata nelle seguenti tre tranche:

- 750 milioni di euro a un tasso fisso del 2,625%, con data di regolamento fissata al 24 febbraio 2025, e scadenza 24 febbraio 2028;
- 750 milioni di euro a un tasso fisso del 3%, con data di regolamento fissata al 24 febbraio 2025, e scadenza 24 febbraio 2031;
- 500 milioni di euro a un tasso fisso del 3,5%, con data di regolamento fissata al 24 febbraio 2025, e scadenza 24 febbraio 2036.

Enel sottoscrive una linea di credito committed revolving da 12 miliardi di euro

In data 19 febbraio 2025, Enel SpA e la controllata Enel Finance International NV (EFI) hanno sottoscritto una linea di credito committed revolving sustainability-linked per un ammontare di 12 miliardi di euro e una durata di cinque anni.

La linea di credito sostituisce la precedente linea che era stata firmata da Enel ed EFI nel marzo 2021 e successivamente modificata, avente un importo complessivo di 13,5 miliardi di euro. Il costo della nuova linea di credito è variabile in funzione del rating assegnato *pro tempore* a Enel; sulla base del rating corrente, presenta uno spread di 40 bps sopra l'Euribor, per il quale è previsto un floor a zero; inoltre, la commissione di mancato utilizzo è pari al 35% dello spread.

La nuova linea di credito, che ha un costo inferiore rispetto alla precedente, può essere utilizzata dalla stessa Enel e/o da EFI, in questo ultimo caso con garanzia rilasciata dalla Capogruppo Enel.

Perfezionata l'acquisizione di un portafoglio di impianti idroelettrici per 626 MW in Spagna da Acciona Energía

In data 26 febbraio 2025, Endesa Generación ha perfezionato l'acquisizione dell'intero capitale sociale di Corporación Acciona Hidráulica SL (CAH) da Corporación Acciona Energías Renovables, società appartenente al Gruppo Acciona. Il corrispettivo,

riferito al 100% di CAH e coincidente con l'enterprise value, è pari a circa 1 miliardo di euro e include aggiustamenti usuali per questo tipo di operazioni. Il portafoglio di impianti detenuto da CAH è composto da 34 centrali idroelettriche, localizzate nel nord-est della Spagna, per una capacità installata complessiva di 626 MW, la maggior parte modulabile, che nel 2023 hanno generato circa 1,3 TWh.

59. Compensi alla Società di revisione ai sensi dell'art. 149 *duodecies* del "Regolamento Emittenti CONSOB"

I corrispettivi di competenza dell'esercizio 2024 riconosciuti da Enel SpA e dalle sue controllate al 31 dicembre 2024 alla Società di revisione e alle entità appartenenti al suo network, a fronte di prestazioni di servizi, sono riepilogati nella tabella che segue, redatta secondo quanto indicato dall'art. 149 *duodecies* del "Regolamento Emittenti CONSOB".

Milioni di euro

Tipologia di servizi	Soggetto che ha erogato il servizio	Compensi 2024
Enel SpA		
Revisione contabile	di cui:	
	- KPMG SpA	0,5
	- entità della rete KPMG	-
Servizi di attestazione	di cui:	
	- KPMG SpA	1,9
	- entità della rete KPMG	-
Altri servizi	di cui:	
	- KPMG SpA	-
	- entità della rete KPMG	-
Totale		**2,4**
Società controllate da Enel SpA		
Revisione contabile	di cui:	
	- KPMG SpA	5,0
	- entità della rete KPMG	6,2
Servizi di attestazione	di cui:	
	- KPMG SpA	1,2
	- entità della rete KPMG	2,0
Altri servizi	di cui:	
	- KPMG SpA	-
	- entità della rete KPMG	-
Totale		**14,4**
TOTALE		**16,8**

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari relativa al Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2024, ai sensi dell'art. 154-*bis*, comma 5, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 e dell'art. 81-*ter* del Regolamento CONSOB 14 maggio 1999, n. 11971

1. I sottoscritti Flavio Cattaneo e Stefano De Angelis, nella qualità rispettivamente di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel SpA attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-*bis*, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
   a. l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche del Gruppo Enel e
   b. l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel nel corso del periodo compreso tra il 1° gennaio 2024 e il 31 dicembre 2024.

2. Al riguardo si segnala che:
   a. l'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel è stata verificata mediante la valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria. Tale valutazione è stata effettuata prendendo a riferimento i criteri stabiliti nel modello "*Internal Controls – Integrated Framework*" emesso dal *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission ("COSO")*;
   b. dalla valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria non sono emersi aspetti di rilievo.

3. Si attesta inoltre che il Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2024:
   a. è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
   b. corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
   c. è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.

4. Si attesta infine che la relazione sulla gestione, che correda il Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2024, comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

Roma, 13 marzo 2025

Flavio Cattaneo
Amministratore Delegato di Enel SpA

Firmato digitalmente da Flavio Cattaneo
Data: 13/03/2025 09:40:03 CET

Stefano De Angelis
Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel SpA

Firmato digitalmente da Stefano De Angelis
Data: 13/03/2025 09:23:04 CET

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari relativa alla Rendicontazione consolidata di sostenibilità al 31 dicembre 2024, ai sensi dell'art. 154-*bis*, comma 5-*ter*, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58

I sottoscritti Flavio Cattaneo e Stefano De Angelis, nella qualità rispettivamente di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel SpA attestano, ai sensi dall'art. 154-*bis*, comma 5-*ter*, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58, che la rendicontazione consolidata di sostenibilità al 31 dicembre 2024, inclusa nella relazione sulla gestione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel alla medesima data, è stata redatta:

a. conformemente agli *standard* di rendicontazione applicati ai sensi della direttiva 2013/34/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 giugno 2013, e del decreto legislativo 6 settembre 2024, n. 125;
b. con le specifiche adottate a norma dell'articolo 8, paragrafo 4, del regolamento (UE) 2020/852 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 giugno 2020.

Roma, 13 marzo 2025

Flavio Cattaneo

Amministratore Delegato di Enel SpA

Firmato digitalmente da Flavio Cattaneo
Data: 13/03/2025 09:41:57 CET

Stefano De Angelis

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel SpA

Firmato digitalmente da Stefano De Angelis
Data: 13/03/2025 09:23:01 CET

Relazioni

Relazione del Collegio Sindacale

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE ALL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI DI ENEL S.P.A. CONVOCATA PER L'APPROVAZIONE DEL BILANCIO DI ESERCIZIO 2024

(ai sensi dell'art. 153 del Decreto Legislativo n. 58/1998)

Signori Azionisti,

il Collegio Sindacale di Enel S.p.A. (d'ora in avanti, per brevità, "Enel" o la "Società") è stato nominato nella sua attuale composizione dall'Assemblea degli Azionisti tenutasi il 19 maggio 2022.

Nel corso dell'esercizio che si è chiuso il 31 dicembre 2024, abbiamo svolto l'attività di vigilanza prevista dalla legge. In particolare, ai sensi del combinato disposto dell'art. 149, comma 1 del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 (d'ora in avanti, per brevità, il "Testo Unico della Finanza") e dell'art. 19, comma 1 del Decreto Legislativo 27 gennaio 2010, n. 39 (d'ora in avanti, per brevità, il "Decreto 39/2010"), abbiamo vigilato circa:

- l'osservanza della legge e dello statuto, nonché il rispetto dei princìpi di corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali;
- il processo di informativa finanziaria e non finanziaria, nonché in merito all'adeguatezza del sistema amministrativo-contabile della Società e all'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione;
- la revisione legale dei conti annuali e dei conti consolidati, l'attività di attestazione della conformità della rendicontazione consolidata di sostenibilità, nonché l'indipendenza della Società di revisione legale dei conti, anche in qualità di revisore della sostenibilità;
- l'adeguatezza e l'efficacia del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi per quanto attiene all'informativa finanziaria e non finanziaria;
- l'adeguatezza della struttura organizzativa della Società, per gli aspetti di nostra competenza;
- le modalità di concreta attuazione delle regole di governo societario previste dalla edizione 2020 del Codice italiano di *Corporate Governance* (d'ora in avanti, per brevità, il "Codice di *Corporate Governance*"), cui la Società aderisce;
- l'adeguatezza delle disposizioni impartite da parte della Società alle proprie controllate per consentire a Enel di adempiere regolarmente agli obblighi di informativa al pubblico previsti dalla legge.

Nello svolgimento degli opportuni controlli e verifiche sui profili e sugli ambiti di attività sopra evidenziati non abbiamo riscontrato criticità tali da richiederne segnalazione in questa sede.

Tenuto conto delle indicazioni fornite dalla CONSOB con Comunicazione DEM/1025564 del 6 aprile 2001 e successivi aggiornamenti, riferiamo e segnaliamo in particolare quanto segue:

- abbiamo vigilato circa l'osservanza della legge e dello statuto e non abbiamo osservazioni da formulare al riguardo;
- abbiamo ricevuto dall'Amministratore Delegato, con periodicità trimestrale e anche attraverso la nostra partecipazione alle riunioni del Consiglio di Amministrazione di Enel, adeguate informazioni sull'attività svolta, sul generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione, nonché sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale effettuate dalla Società e dalle sue controllate. Le azioni deliberate e poste in essere sono apparse conformi alla legge e allo statuto e non manifestamente imprudenti, azzardate, in potenziale conflitto di interessi, in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale. Per la descrizione delle caratteristiche delle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale esaminate, si rimanda a quanto riferito nella Relazione sulla gestione al Bilancio della Società e al Bilancio consolidato del Gruppo Enel per l'esercizio 2024 (nell'ambito del capitolo "Fatti di rilievo del 2024");
- non abbiamo riscontrato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali svolte con terzi, con società del Gruppo o con altre parti correlate;
- nel capitolo "Informativa sulle parti correlate", inserito nelle note di commento al Bilancio dell'esercizio 2024 della Società, gli Amministratori indicano le principali operazioni effettuate dalla Società con parti correlate, essendo queste ultime individuate sulla base dei princìpi contabili internazionali e delle disposizioni emanate in materia dalla CONSOB. A tale capitolo rinviamo per quanto attiene all'individuazione della tipologia delle operazioni in questione e dei relativi effetti economici, patrimoniali e finanziari. Sono ivi richiamate, inoltre, le modalità procedurali adottate per assicurare che le operazioni con parti correlate vengano effettuate nel rispetto di criteri di trasparenza, nonché di correttezza procedurale e sostanziale. Si dà atto che, in base all'attività di vigilanza svolta, le operazioni ivi indicate sono state poste in essere nel rispetto delle modalità di approvazione ed esecuzione previste nell'apposita procedura – adottata nel rispetto di quanto

disposto dall'art. 2391-*bis* del codice civile e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB – descritta nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2024. Le operazioni con parti correlate riportate nelle note di commento al Bilancio dell'esercizio 2024 della Società risultano riconducibili all'ordinaria gestione, sono state effettuate nell'interesse della Società e regolate a condizioni di mercato;

- la Società ha dichiarato di avere redatto il Bilancio individuale dell'esercizio 2024 – al pari di quello dell'esercizio precedente – in conformità ai princìpi contabili internazionali IAS-IFRS (nonché alle interpretazioni emesse al riguardo dall'IFRIC e dal SIC) riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura dell'esercizio 2024 (d'ora in avanti, per brevità, "princìpi contabili internazionali IFRS-EU"), nonché in base a quanto disposto dal Decreto Legislativo 28 febbraio 2005, n. 38 e dai relativi provvedimenti attuativi. Il Bilancio individuale dell'esercizio 2024 della Società, inoltre, è redatto nella prospettiva della continuità aziendale. Nelle note di commento al Bilancio individuale sono riportati analiticamente i princìpi contabili e i criteri di valutazione adottati, accompagnati dalla indicazione dei princìpi applicati per la prima volta nel 2024 che, secondo quanto ivi indicato, non hanno comportato impatti significativi nell'esercizio di riferimento;
- il Bilancio individuale 2024 della Società è stato sottoposto a revisione legale da parte della Società di revisione KPMG S.p.A. che, ai sensi dell'art. 14 del Decreto 39/2010 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014, ha espresso nella propria relazione un giudizio senza rilievi né richiami di informativa, anche con riferimento alla coerenza della Relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari con il Bilancio della Società nonché alla relativa conformità alle norme di legge. La relazione di KPMG S.p.A. include inoltre la dichiarazione, resa ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e-*ter*), del Decreto 39/2010, relativa alla mancata identificazione di errori significativi nei contenuti della Relazione sulla gestione;
- la Società ha dichiarato di avere redatto anche il Bilancio consolidato dell'esercizio 2024 del Gruppo Enel – al pari di quello dell'esercizio precedente – in conformità ai princìpi contabili internazionali IFRS-EU, nonché in base a quanto disposto dal Decreto Legislativo 28 febbraio 2005, n. 38 e dai relativi provvedimenti attuativi. Il Bilancio consolidato dell'esercizio 2024 del Gruppo Enel è redatto nella prospettiva della continuità aziendale. Nelle note di commento al Bilancio consolidato sono

riportati analiticamente i princìpi contabili e i criteri di valutazione adottati, accompagnati dalla indicazione dei princìpi applicati per la prima volta nel 2024 che, secondo quanto ivi indicato, non hanno comportato impatti significativi nell'esercizio di riferimento. Si rappresenta inoltre che, già a partire dall'esercizio 2021, in linea con quanto previsto dal Regolamento Delegato (UE) 2019/815 del 17 dicembre 2018 e successive modifiche ed integrazioni (c.d. "Regolamento ESEF"), la Società ha (i) redatto l'intera Relazione finanziaria annuale (comprensiva del Bilancio individuale e della relativa Relazione sulla gestione, del Bilancio consolidato e della relativa Relazione sulla gestione, contenente la rendicontazione consolidata di sostenibilità riferita all'esercizio 2024, unitamente alle attestazioni di cui all'art. 154-*bis*, comma 5 e comma 5-*ter* del Testo Unico della Finanza) nel formato elettronico unico di comunicazione c.d. XHTML (*Extensible Hypertext Markup Language*), nonché (ii) proceduto alla "marcatura" (apposizione di specifici "*tag*") degli schemi del Bilancio consolidato e delle relative note di commento utilizzando il linguaggio di *mark*up iXBRL ("*Inline eXtensible Business Reporting Language*"), in conformità alla tassonomia ESEF emessa annualmente dall'ESMA, al fine di agevolare concretamente l'accessibilità, l'analisi e la comparabilità delle relazioni finanziarie annuali;

- il Bilancio consolidato dell'esercizio 2024 del Gruppo Enel è stato anch'esso sottoposto a revisione legale da parte della Società di revisione KPMG S.p.A. che, ai sensi dell'art. 14 del Decreto 39/2010 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014, ha espresso nella propria relazione un giudizio senza rilievi né richiami di informativa. La relazione di KPMG S.p.A. include inoltre:
  - una illustrazione degli aspetti chiave della revisione contabile del Bilancio consolidato; e
  - le dichiarazioni, rese ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), e-*bis*) ed e-*ter*), del Decreto 39/2010, relative rispettivamente alla coerenza della Relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari con il Bilancio consolidato, alla conformità della Relazione sulla gestione alle norme di legge, nonché alla mancata identificazione di errori significativi nei contenuti della Relazione sulla gestione.

Per gli incarichi a essa conferiti, la Società di revisione KPMG S.p.A. ha altresì emesso le relazioni sulla revisione dei bilanci relativi all'esercizio 2024 delle più rilevanti società italiane del Gruppo Enel senza rilievi. Inoltre, nel corso degli incontri

periodici con i rappresentanti della Società di revisione KPMG S.p.A., questi ultimi non hanno evidenziato criticità relative ai *reporting packages* delle principali società estere del Gruppo Enel, selezionati dai revisori stessi in base al piano di lavoro predisposto per la revisione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel, tali da fare emergere rilievi da riportare nel giudizio sul Bilancio medesimo;

- tenuto conto delle raccomandazioni formulate dall'Autorità Europea degli Strumenti Finanziari e dei Mercati ("ESMA") in data 21 gennaio 2013 (integrate, da ultimo, dal *Public Statement* del 24 ottobre 2024), intese ad assicurare un'adeguata trasparenza delle metodologie adottate da parte delle società quotate nell'ambito delle procedure di *impairment test* sull'avviamento, nonché in linea con quanto raccomandato dal documento congiunto Banca d'Italia – CONSOB – ISVAP n. 4 del 3 marzo 2010 e alla luce delle indicazioni successivamente fornite dalla stessa CONSOB nella Comunicazione n. 7780 del 28 gennaio 2016, la rispondenza della procedura di *impairment test* alle prescrizioni del principio contabile internazionale IAS 36 ha formato oggetto di espressa approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione della Società, previo parere favorevole rilasciato al riguardo dal Comitato controllo e rischi, nel mese di febbraio 2025, in data anteriore rispetto a quella di approvazione dei documenti di Bilancio relativi al 2024;
- abbiamo esaminato la proposta del Consiglio di Amministrazione di destinazione dell'utile dell'esercizio 2024 e di distribuzione di riserve disponibili e non abbiamo osservazioni al riguardo;
- abbiamo vigilato, per quanto di nostra competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società (e, più in generale, del Gruppo Enel nel suo insieme) tramite l'acquisizione di informazioni dai responsabili delle competenti funzioni aziendali e incontri con i collegi sindacali e con gli equivalenti organismi di controllo di alcune delle principali società del Gruppo Enel, italiane ed estere, al fine del reciproco scambio di dati e informazioni rilevanti. Al riguardo, si segnala che nel corso dell'esercizio 2024 il Gruppo Enel ha adottato un modello organizzativo articolato in:

  (i) quattro Linee di *business* globali, responsabili in tutte le geografie del Gruppo di sviluppare, costruire, operare e manutenere gli *asset*, svolgere le attività di *trading*, nonché sviluppare e gestire il portafoglio di nuovi prodotti e servizi (oltre alla *commodity*). Le quattro Linee di *business* globali sono: *Enel Green Power and Thermal Generation*, *Global Energy and Commodity Management & Chief Pricing Officer*, Enel *Grids and Innovability*, Enel X *Global Retail*;

(ii) due Paesi (Italia e Iberia) e una Regione (*Rest of the World*), responsabili di garantire i risultati economico-finanziari, di gestire le relazioni con i clienti e con le istituzioni, le vendite di elettricità, gas e nuovi prodotti e servizi a livello Paese, nonché di fornire servizi e attività di *staff* alle linee di *business* presenti nelle geografie di riferimento;

(iii) una Funzione globale di servizio (denominata *Global Services*), responsabile della gestione integrata di tutte le attività del Gruppo relative allo sviluppo e alla *governance* delle soluzioni digitali, degli acquisti, dei processi di *insourcing* in collaborazione con la Funzione *People and Organization* e di massimizzare e gestire il valore del portafoglio immobiliare e i relativi servizi generali;

(iv) sette Funzioni di *Staff* (*Holding*), focalizzate sulle attività di indirizzo, coordinamento e controllo strategico dell'intero Gruppo, così suddivise: *CEO Office and Strategy, Administration, Finance and Control, People and Organization, External Relations, Legal, Corporate, Regulatory and Antitrust Affairs, Audit* e *Security*. In particolare, la Funzione *CEO Office and Strategy* è responsabile di fornire supporto all'Amministratore Delegato nel definire ed indirizzare le decisioni strategiche del Gruppo e di definire il posizionamento strategico di medio-lungo periodo per tutto il Gruppo, elaborando gli scenari strategici che considerino anche gli effetti del cambiamento climatico.

Non abbiamo eccezioni da formulare circa l'adeguatezza del modello organizzativo sopra descritto nel supportare lo sviluppo strategico della Società e del Gruppo Enel, nonché in merito alla coerenza del medesimo modello con le esigenze di controllo;

- abbiamo incontrato i collegi sindacali e gli equivalenti organismi di controllo di alcune delle principali società del Gruppo Enel, italiane ed estere. Dallo scambio di informazioni avuto non sono emerse risultanze di tale significatività da essere menzionate nella presente relazione;
- abbiamo vigilato sull'indipendenza della Società di revisione legale dei conti, anche in qualità di revisore della sostenibilità, avendo ricevuto in data odierna da KPMG S.p.A. specifica conferma scritta circa la sussistenza di tale requisito, secondo quanto previsto dall'art. 6, paragrafo 2, lett. a) del Regolamento (UE) n. 537/2014 e dal paragrafo 17 del principio di revisione internazionale (ISA Italia) n.260 e avendo discusso i contenuti di tale dichiarazione con il socio responsabile della revisione; a tale riguardo abbiamo inoltre vigilato – così come previsto dall'art. 19, comma 1, lett. e) del Decreto 39/2010 – circa la natura e l'entità dei servizi diversi dall'incarico principale di revisione legale dei conti prestati alla Società e alle altre

società del Gruppo Enel da parte di KPMG S.p.A. e delle entità appartenenti al relativo *network*. Si segnala che i corrispettivi spettanti a KPMG S.p.A. e alle entità del relativo *network* sono indicati nelle note di commento al Bilancio individuale della Società. In seguito alle verifiche effettuate e in base alla normativa applicabile, il Collegio Sindacale non ha individuato criticità in ordine all'indipendenza della Società di revisione KPMG S.p.A.

Abbiamo tenuto periodiche riunioni con gli esponenti della medesima Società di revisione, ai sensi dell'art. 150, comma 3 del Testo Unico della Finanza, nel corso delle quali non sono emerse risultanze di significatività tale da dovere essere riportate nella presente relazione.

Con specifico riguardo a quanto previsto dall'art. 11 del Regolamento (UE) n. 537/2014, la Società di revisione ha presentato in data odierna al Collegio Sindacale, con riferimento all'esercizio 2024, la "relazione aggiuntiva" sui risultati della revisione legale dei conti svolta, dalla quale non emergono difficoltà significative incontrate nell'ambito della revisione stessa, né carenze significative concernenti il sistema di controllo interno per l'informativa finanziaria e/o il sistema contabile di Enel, tali da fare emergere rilievi da riportare nel giudizio sul Bilancio individuale e consolidato. Il Collegio Sindacale provvederà a trasmettere tempestivamente tale relazione al Consiglio di Amministrazione, corredata da proprie eventuali osservazioni, secondo quanto previsto dall'art. 19, comma 1, lett. a) del Decreto 39/2010. Alla data della presente relazione la medesima Società di revisione non ha elaborato la lettera di suggerimenti (c.d. "*management letter*") riferita all'esercizio 2024;

- abbiamo vigilato sul processo di informativa finanziaria e non finanziaria, sull'adeguatezza del sistema amministrativo-contabile della Società e sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione, nonché sul rispetto dei princìpi di corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali e non abbiamo osservazioni da formulare al riguardo. Abbiamo svolto le relative verifiche mediante l'ottenimento di informazioni da parte del responsabile della Funzione *Administration, Finance and Control* della Società (tenuto conto del ruolo di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari rivestito dall'interessato), nonché attraverso l'esame della documentazione aziendale e l'analisi dei risultati del lavoro svolto dalla Società di revisione. L'Amministratore Delegato e il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel hanno attestato con apposita relazione, con riferimento al Bilancio individuale

7

dell'esercizio 2024 della Società: (i) l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio stesso; (ii) la conformità del contenuto del Bilancio medesimo ai princìpi contabili internazionali IFRS-EU; (iii) la corrispondenza del Bilancio in questione alle risultanze dei libri e delle scritture contabili e la sua idoneità a rappresentare in maniera veritiera e corretta la situazione patrimoniale, economica e finanziaria della Società; (iv) che la Relazione sulla gestione, che correda il Bilancio, comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione della Società, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui quest'ultima è esposta. Nella citata relazione è stato altresì segnalato che l'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio individuale della Società è stata verificata mediante la valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria (supportata anche dagli esiti del c.d. "*testing* indipendente", affidato ad una qualificata società di consulenza) e che dalla valutazione di detto sistema non sono emersi aspetti di rilievo. Analoga relazione di attestazione risulta redatta con riguardo al Bilancio consolidato del Gruppo Enel per l'esercizio 2024. L'Amministratore Delegato e il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel hanno inoltre attestato con apposita relazione che la Rendicontazione consolidata di sostenibilità, inclusa nella Relazione sulla gestione che correda il Bilancio consolidato del Gruppo Enel per l'esercizio 2024, è stata redatta conformemente agli *standard* di rendicontazione delineati negli *European Sustainability Reporting Standards* (c.d. "Princìpi ESRS") e alle previsioni di cui all'art. 8, paragrafo 4, del Regolamento (UE) 2020/852 sulla tassonomia delle attività ecosostenibili (d'ora in avanti, per brevità, il "Regolamento Tassonomia");

- abbiamo vigilato sull'adeguatezza ed efficacia del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, principalmente mediante la sistematica partecipazione del responsabile della Funzione *Audit* della Società alle riunioni del Collegio Sindacale e partecipando a tutte le riunioni del Comitato Controllo e Rischi – nella quasi totalità dei casi svoltesi in seduta congiunta con il Collegio medesimo – nonché grazie a periodici incontri con l'organismo chiamato a vigilare sul funzionamento e l'osservanza del modello organizzativo e gestionale adottato dalla Società ai sensi del Decreto Legislativo n. 231/2001. Alla luce delle verifiche effettuate e in assenza di significative criticità rilevate, non sono emerse evidenze che facciano dubitare circa l'adeguatezza e l'efficacia del sistema di controllo interno e di gestione dei

rischi; si segnala che il Consiglio di Amministrazione della Società, nel mese di febbraio 2025, ha espresso una valutazione conforme sul punto e ha altresì riconosciuto, nel mese di novembre 2024, la compatibilità dei principali rischi connessi agli obiettivi strategici indicati nel Piano industriale 2025-2027 con una gestione dell'impresa coerente con i medesimi obiettivi;

- nel corso del 2024 non sono pervenuti esposti al Collegio Sindacale né denunce di fatti ritenuti censurabili ai sensi dell'art. 2408 cod. civ.;
- abbiamo vigilato sulle modalità di concreta attuazione del Codice di *Corporate Governance*, verificando la conformità del sistema di governo societario di Enel alle raccomandazioni espresse da tale Codice. Una dettagliata informativa sul sistema di *corporate governance* della Società è contenuta nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2024;
- abbiamo adottato nel mese di luglio 2024 un apposito Regolamento organizzativo del Collegio Sindacale, che ne disciplina le modalità di funzionamento nel rispetto delle norme di legge e regolamentari, di quelle statutarie, nonché dei princìpi sanciti dal Codice di *Corporate Governance* e dalle Norme di comportamento del collegio sindacale di società quotate predisposte dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili;
- nel mese di luglio 2024 abbiamo avuto modo di verificare che il Consiglio di Amministrazione, nel valutare l'indipendenza dei propri componenti non esecutivi, ha correttamente applicato i criteri individuati nel Codice di *Corporate Governance* e il principio della prevalenza della sostanza sulla forma che deve ispirare in generale l'applicazione delle raccomandazioni del Codice stesso, avendo seguito a tal fine una procedura di accertamento trasparente, le cui caratteristiche sono descritte nella indicata Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2024. Per quanto riguarda la c.d. "autovalutazione" dell'indipendenza dei propri componenti, il Collegio Sindacale nel mese di febbraio 2024 (e, da ultimo, nel mese di marzo 2025) ha accertato la sussistenza dei relativi requisiti di cui al Testo Unico della Finanza e al Codice di *Corporate Governance* in capo a tutti i Sindaci effettivi;
- nell'ultimo scorcio dell'esercizio 2024 e nei primi due mesi del 2025 il Collegio Sindacale ha effettuato, con il supporto di una società di consulenza indipendente, una valutazione della dimensione, della composizione e del funzionamento del Collegio stesso (c.d. "*board review*"), in analogia con quanto accade per il Consiglio di Amministrazione. Trattasi di una *best practice* che il Collegio Sindacale ha inteso

adottare a decorrere dal 2018 pur in assenza di una specifica raccomandazione del Codice di *Corporate Governance*. Le modalità di svolgimento e le risultanze della *board review* riferita all'esercizio 2024 sono dettagliatamente descritte nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2024. Si segnala inoltre che, in base agli esiti della "*board review*" e tenuto conto di quanto previsto nella Politica in materia di diversità dei propri componenti (approvata in data 29 gennaio 2018), il Collegio Sindacale – in vista della scadenza del termine del proprio mandato, prevista in occasione dell'Assemblea chiamata ad approvare il Bilancio individuale della Società per l'esercizio 2024 – ha condiviso appositi "Orientamenti" indirizzati agli Azionisti circa i profili professionali ritenuti più idonei ad assicurare un efficace funzionamento dell'Organo di controllo;

- nel corso del 2024 il Collegio Sindacale ha avuto, inoltre, modo di partecipare ad un apposito programma di "*induction*", caratterizzato da specifici approfondimenti intesi ad aggiornare Amministratori e Sindaci in materia di *climate change, cyber security* e innovazione. Stanti i tempi sfalsati di rinnovo del Collegio Sindacale rispetto a quelli del Consiglio di Amministrazione, si raccomanda che, in concomitanza del rinnovo del Collegio Sindacale, sia predisposto uno specifico piano di "*onboarding*" volto a favorire un inquadramento approfondito circa le attività e l'organizzazione del Gruppo Enel a beneficio dei nuovi componenti dell'Organo di controllo;
- abbiamo vigilato sull'osservanza delle disposizioni del Decreto Legislativo 6 settembre 2024, n. 125 concernente la rendicontazione societaria di sostenibilità, ai sensi di quanto previsto dall'art. 10, comma 1 di detto Decreto. Nello svolgimento di tale attività, abbiamo vigilato sull'adeguatezza del sistema organizzativo, amministrativo e di rendicontazione e controllo predisposto dalla Società al fine di consentire una corretta rappresentazione, nell'ambito della Rendicontazione consolidata di sostenibilità relativa all'esercizio 2024, delle informazioni necessarie alla comprensione dell'impatto del Gruppo Enel sulle questioni di sostenibilità, nonché delle informazioni necessarie alla comprensione del modo in cui le questioni di sostenibilità influiscono sull'andamento del Gruppo stesso, sui suoi risultati e sulla sua situazione, non avendo osservazioni da formulare al riguardo. Si segnala che la Società di revisione KPMG S.p.A., in qualità di revisore della Rendicontazione consolidata di sostenibilità del Gruppo Enel riferita all'esercizio 2024, ha rilasciato ai sensi dell'art. 14-*bis* del Decreto 39/2010 un'attestazione di tipo "*limited assurance*" in merito: (a) alla conformità della Rendicontazione consolidata di

sostenibilità riferita all'esercizio 2024 alle norme del Decreto Legislativo n. 125/2024 che ne disciplinano i criteri di redazione e (b) al rispetto degli obblighi di informativa previsti dall'art. 8 del Regolamento Tassonomia;

- la Società, sin dalla quotazione delle proprie azioni in Borsa, ha adottato un apposito regolamento (modificato da ultimo nel mese di settembre 2018) per la gestione interna e il trattamento delle informazioni riservate, contenente anche le procedure per la comunicazione all'esterno di documenti e informazioni concernenti la Società e il Gruppo, con particolare riferimento alle informazioni privilegiate; tale regolamento (consultabile sul sito *internet* aziendale) contiene specifiche disposizioni indirizzate alle società controllate per consentire a Enel di adempiere regolarmente agli obblighi di informativa al pubblico previsti dalla legge, ai sensi dell'art. 114, comma 2 del Testo Unico della Finanza;
- la Società ha adottato altresì fin dal 2002 e successivamente aggiornato, da ultimo nel mese di aprile 2025, un Codice Etico (anch'esso consultabile sul sito *internet* aziendale), che esprime gli impegni e le responsabilità etiche nella conduzione degli affari, regolando e uniformando i comportamenti aziendali su *standard* improntati a trasparenza e correttezza verso tutti gli *stakeholder*;
- con riferimento alle previsioni del Decreto Legislativo 8 giugno 2001 n. 231 – che ha introdotto nell'ordinamento giuridico italiano un regime di responsabilità amministrativa a carico delle società per alcune tipologie di reati commessi dai relativi amministratori, dirigenti o dipendenti nell'interesse o a vantaggio delle società stesse – Enel ha adottato fin dal luglio 2002 un modello organizzativo e gestionale articolato in una "parte generale" e in diverse "parti speciali", dedicate alle diverse tipologie di reati individuati dal Decreto Legislativo n. 231/2001 e che il modello stesso intende prevenire. Per una descrizione delle modalità di adattamento di tale modello alle caratteristiche delle varie società italiane del Gruppo, nonché per un'indicazione delle finalità dell'"*Enel Global Compliance Program*" indirizzato alle società estere del Gruppo, si rinvia a quanto indicato nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2024. L'organismo chiamato a vigilare sul funzionamento e l'osservanza del modello stesso, nonché a curare il suo aggiornamento, adotta una composizione collegiale. Tale organismo, la cui composizione è stata da ultimo rinnovata nel mese di luglio 2023, continua ad essere formato da tre componenti esterni, dotati nel loro insieme di specifiche competenze professionali in materia di organizzazione aziendale e diritto penale d'impresa. Il Collegio Sindacale ha ricevuto sistematiche informazioni sulle principali

11

attività svolte nel corso del 2024 da parte del medesimo organismo di vigilanza, anche in occasione di incontri svoltisi con i relativi componenti; dall'esame di tali attività non è emersa evidenza di fatti e/o situazioni da menzionare nella presente relazione;

- nel corso dell'esercizio 2024 il Collegio Sindacale ha rilasciato un parere favorevole (nella riunione del 7 febbraio 2024) in merito al Piano di *Audit* 2024, secondo quanto previsto dalla Raccomandazione n. 33, lettera c) del Codice di *Corporate Governance*;
- apposita informativa sugli emolumenti fissi e variabili maturati nel corso dell'esercizio 2024, in ragione dei rispettivi incarichi, da coloro che hanno rivestito il ruolo di Presidente del Consiglio di Amministrazione, di Amministratore Delegato/Direttore Generale e dagli altri Amministratori, nonché sugli strumenti retributivi loro attribuiti, è contenuta nella seconda sezione della Relazione sulla politica in materia di remunerazione per il 2025 e sui compensi corrisposti nel 2024 di cui all'art. 123-*ter* del Testo Unico della Finanza (nel prosieguo, per brevità, la "Relazione sulla remunerazione"), approvata dal Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per le nomine e le remunerazioni, in data 3 aprile 2025 e che sarà pubblicata nel rispetto dei termini di legge. Si dà atto che la componente variabile degli strumenti retributivi in questione è legata a obiettivi di *performance* predeterminati, misurabili e legati in parte significativa ad un orizzonte di lungo periodo, nonché coerenti con gli obiettivi strategici del Gruppo e inclusivi anche di parametri di natura non finanziaria. Si rileva che le proposte al Consiglio di Amministrazione in merito all'adozione di tali strumenti retributivi e alla determinazione dei relativi parametri sono state elaborate dal Comitato per le nomine e le remunerazioni – costituito da Amministratori non esecutivi, in maggioranza indipendenti – avvalendosi delle analisi di *benchmark* effettuate, anche su scala internazionale, da una società di consulenza indipendente ("*advisor*"). Si fa altresì presente che nella medesima seconda sezione della Relazione sulla remunerazione è contenuta, nel rispetto della normativa CONSOB di riferimento, apposita informativa sugli emolumenti maturati nel corso dell'esercizio 2024 anche da parte dei componenti dell'organo di controllo e dei dirigenti con responsabilità strategiche (per questi ultimi in forma aggregata).

  Il Collegio Sindacale ha inoltre vigilato sul processo di elaborazione della politica in materia di remunerazione per il 2025 – compiutamente descritta nella prima sezione della Relazione sulla remunerazione – senza riscontrare criticità. Ha formato oggetto

di verifica, in particolare, la coerenza delle diverse misure previste da tale politica rispetto: (i) alle disposizioni della Direttiva (UE) 2017/828, come recepite nell'ordinamento italiano, (ii) alle raccomandazioni del Codice di *Corporate Governance*, nonché (iii) alle risultanze dell'analisi di *benchmark* effettuate, anche su scala internazionale, da una società di consulenza indipendente, di cui il Comitato per le nomine e le remunerazioni ha ritenuto di avvalersi;

- nel corso della predisposizione della politica in materia di remunerazione per il 2025 il Collegio Sindacale – tenuto anche conto di quanto raccomandato in proposito dal Codice di *Corporate Governance* – ha richiesto alla indicata società di consulenza indipendente di effettuare un'ulteriore analisi di *benchmark,* intesa ad accertare l'adeguatezza del trattamento retributivo riconosciuto ai componenti del medesimo Organo di controllo. Tale analisi è stata condotta dall'*advisor* assumendo un duplice ordine di riferimenti:
  - quale termine di raffronto esterno ad Enel, le remunerazioni dei collegi sindacali risultanti dalla documentazione pubblicata in occasione della stagione assembleare 2024 dagli emittenti facenti parte di un *peer group* composto da società appartenenti all'indice FTSE MIB ([1]) che per complessità di *business,* dimensioni, competitività del mercato di riferimento e assetti proprietari risultano confrontabili con Enel;
  - quale termine di raffronto interno ad Enel, la remunerazione media riconosciuta ai Consiglieri di Amministrazione (esclusi il Presidente e l'Amministratore Delegato) in rapporto al numero di riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati consiliari di Enel cui essi partecipano.

Per quanto concerne il *benchmark* esterno, Enel continua a posizionarsi per capitalizzazione, ricavi e numero di dipendenti al vertice del *peer group* ([2]). Con questa premessa, dall'analisi condotta dall'*advisor* è emerso che la remunerazione dei componenti il Collegio Sindacale di Enel si attesta al di sotto della mediana per il Presidente (-17%) e sostanzialmente in linea con la mediana per gli altri Sindaci effettivi (-3%).

([1]) Di tale *peer group* fanno parte le seguenti 18 società: A2A, Assicurazioni Generali, Banco BPM, BPER Banca, Eni, Hera, Italgas, Leonardo, Mediobanca, Nexi, Pirelli & C., Poste Italiane, Prysmian, Saipem, Snam, Telecom Italia, Terna, Unicredit.
([2]) In particolare, in base ai dati al 31 dicembre 2023 Enel si colloca al primo posto per capitalizzazione e ricavi e al quarto posto per numero di dipendenti rispetto al *peer group* preso a riferimento.

Per quanto concerne invece il *benchmark* interno, l'*advisor* ha provveduto ad effettuare un raffronto tra il compenso per riunione riconosciuto ai componenti del Collegio Sindacale e la remunerazione media per riunione spettante ai componenti del Consiglio di Amministrazione della Società (esclusi il Presidente e l'Amministratore Delegato), tenendo conto di tutte le riunioni cui essi hanno rispettivamente partecipato ([3]). Tale confronto appare ancor più significativo rispetto al *benchmark* esterno, posto che si tratta di un riferimento a componenti dell'Organo di gestione della medesima Società, alle cui riunioni (sia che si tratti di Consiglio di Amministrazione che di Comitati consiliari) i componenti del Collegio Sindacale sono chiamati sistematicamente a partecipare in aggiunta a quelle dell'Organo di controllo di cui fanno parte.

Da tale analisi è emerso uno scarto estremamente significativo tra la remunerazione dei componenti dei due organi. Infatti, il compenso per riunione riconosciuto al Presidente del Collegio Sindacale è risultato inferiore di circa il 67% e quello degli altri Sindaci effettivi di circa il 71% rispetto all'emolumento medio per riunione riconosciuto per il ruolo di Amministratore non esecutivo.

Tale minore remunerazione dei componenti del Collegio Sindacale rispetto a quella degli Amministratori non esecutivi appare altresì incongrua alla luce delle indicazioni fornite dalla CONSOB all'Allegato 5-*bis* del c.d. "Regolamento emittenti" (approvato con Deliberazione n. 11971 del 14 maggio 1999), schema 1, paragrafo 3 ("*Modello di calcolo del cumulo degli incarichi*") – laddove per gli emittenti al ruolo di "*componente dell'organo di controllo*" è assegnato un *effort* maggiore (pari a 1) rispetto a quello (pari a 0,75) di "*amministratore senza deleghe gestionali e che non partecipa al comitato esecutivo*".

L'attività di vigilanza è stata svolta dal Collegio Sindacale nell'esercizio 2024 nel corso di 23 riunioni, nonché con la partecipazione alle 12 riunioni del Consiglio di Amministrazione e all'Assemblea annuale degli Azionisti e – per il tramite del Presidente o di uno o più dei suoi componenti – alle 15 riunioni del Comitato Controllo e Rischi (14 delle quali sono state tenute in forma congiunta con il Collegio Sindacale), alle 11 riunioni del Comitato per le nomine e le remunerazioni, alle 4 riunioni del

([3]) L'analisi è stata condotta dall'*advisor* tenendo conto delle riunioni del Consiglio di Amministrazione, dei Comitati consiliari e del Collegio Sindacale di Enel svoltesi nel corso del 2023, che rappresentava l'ultimo anno per il quale risultavano disponibili dati completi in termini di *benchmark* retributivo interno al momento in cui l'analisi è stata effettuata.

Comitato parti correlate e alle 7 riunioni del Comitato per la *corporate governance* e la sostenibilità. Alle riunioni del Collegio Sindacale, così come a quelle del Consiglio di Amministrazione, ha partecipato il Magistrato della Corte dei Conti delegato al controllo sulla gestione finanziaria della Società.
Nel corso di detta attività e sulla base delle informazioni ottenute dalla Società di revisione KPMG S.p.A. non sono state rilevate omissioni e/o fatti censurabili e/o irregolarità o, comunque, fatti significativi tali da richiedere la segnalazione alle Autorità di vigilanza ovvero menzione nella presente relazione.

Il Collegio Sindacale, a seguito dell'attività di vigilanza svolta e in base a quanto emerso nello scambio di dati e informazioni con la Società di revisione KPMG S.p.A., Vi propone di approvare il Bilancio della Società al 31 dicembre 2024 in conformità a quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione.

Roma, 15 aprile 2025

Il Collegio Sindacale

Dott.ssa Barbara Tadolini - Presidente

Prof. Luigi Borré – Sindaco

Prof.ssa Maura Campra– Sindaco

Relazioni della Società di revisione

KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
Via Curtatone, 3
00185 ROMA RM
Telefono +39 06 80961.1
Email it-fmauditaly@kpmg.it
PEC kpmgspa@pec.kpmg.it

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi degli artt. 14 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e 10 del Regolamento (UE) n. 537 del 16 aprile 2014

Agli Azionisti della
Enel S.p.A.

Relazione sulla revisione contabile del bilancio consolidato

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato del Gruppo Enel (nel seguito anche il "Gruppo"), costituito dai prospetti dello stato patrimoniale al 31 dicembre 2024, del conto economico, del conto economico complessivo, delle variazioni del patrimonio netto e del rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note di commento al bilancio che includono le informazioni rilevanti sui principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo Enel al 31 dicembre 2024, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità ai principi contabili IFRS emanati dall'*International Accounting Standards Board* e adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05.

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 nel paragrafo "*Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato*" della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla Enel S.p.A. (nel seguito anche la "Società") in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Aspetti chiave della revisione contabile

Gli aspetti chiave della revisione contabile sono quegli aspetti che, secondo il nostro giudizio professionale, sono stati maggiormente significativi nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato dell'esercizio in esame. Tali aspetti sono stati da noi affrontati nell'ambito della revisione contabile e nella formazione del nostro giudizio sul bilancio consolidato nel suo complesso; pertanto su tali aspetti non esprimiamo un giudizio separato.

KPMG S.p.A.
è una società per azioni
di diritto italiano
e fa parte del network KPMG
di entità indipendenti affiliate a
KPMG International Limited,
società di diritto inglese.

Ancona Bari Bergamo
Bologna Bolzano Brescia
Catania Como Firenze Genova
Lecce Milano Napoli Novara
Padova Palermo Parma Perugia
Pescara Roma Torino Treviso
Trieste Varese Verona

Società per azioni
Capitale sociale
Euro 10.415.500,00 i.v.
Registro Imprese Milano Monza Brianza Lodi
e Codice Fiscale N. 00709600159
R.E.A. Milano N. 512867
Partita IVA 00709600159
VAT number IT00709600159
Sede legale: Via Vittor Pisani, 25
20124 Milano MI ITALIA

Rilevazione dei ricavi di vendita di energia elettrica e gas non ancora fatturati

Note di commento al bilancio consolidato: note n. 2.1 "Uso di stime e giudizi del management – Ricavi provenienti da contratti con clienti", n. 2.2. "Principi contabili rilevanti – Ricavi provenienti da contratti con i clienti", n.9.a "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" e n. 32 "Crediti commerciali"

Aspetto chiave	Procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave
I ricavi da vendita di energia elettrica e gas ai clienti finali sono rilevati al momento della fornitura dell'elettricità o del gas e comprendono, oltre agli importi fatturati in base alle letture periodiche dei contatori oppure in base ai volumi comunicati dai distributori e dai trasportatori, una stima dell'energia elettrica e del gas erogati nell'esercizio ma non ancora fatturati, calcolata tenendo anche conto delle eventuali perdite di rete. I ricavi maturati tra la data dell'ultima lettura e la fine dell'esercizio si basano su stime del consumo dei clienti, determinato principalmente sulle loro informazioni storiche e adeguato per riflettere le condizioni atmosferiche o altri fattori che possono influenzare i consumi oggetto di stima. Tale stima è caratterizzata da un elevato grado di complessità connesso alle assunzioni che ne sono alla base. Conseguentemente, abbiamo considerato la rilevazione dei ricavi di vendita di energia elettrica e gas non ancora fatturati un aspetto chiave dell'attività di revisione.	Le procedure di revisione svolte hanno incluso: • comprensione del processo di rilevazione dei ricavi di energia elettrica e gas non ancora fatturati; • esame della configurazione, messa in atto ed efficacia operativa dei controlli, compresi quelli aventi natura informatica, ritenuti rilevanti ai fini dell'attività di revisione, anche mediante il supporto dei nostri specialisti in *Information Technology*; • svolgimento di procedure di validità circa i volumi di energia elettrica e gas considerati nella determinazione della stima; • verifica dell'accuratezza delle tariffe di vendita utilizzate nella stima; • confronto della stima rilevata nel bilancio consolidato dell'esercizio precedente con i dati successivamente consuntivati; • esame dell'adeguatezza dell'informativa fornita nelle note di commento al bilancio consolidato in relazione ai ricavi di vendita di energia elettrica e gas non ancora fatturati.

Responsabilità degli Amministratori e del Collegio Sindacale della Enel S.p.A. per il bilancio consolidato

Gli Amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità ai principi contabili IFRS emanati dall'*International Accounting Standards Board* e adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05 e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli Amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità del Gruppo di continuare a operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio consolidato, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli Amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio consolidato a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della capogruppo Enel S.p.A. o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il Collegio Sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria del Gruppo.

Gruppo Enel
Relazione della società di revisione
31 dicembre 2024

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato

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

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

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio consolidato, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti o eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno del Gruppo;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli Amministratori, inclusa la relativa informativa;
- siamo giunti a 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 un'incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità del Gruppo di continuare a operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che il Gruppo cessi di operare come un'entità in funzionamento;
- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio consolidato nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio consolidato rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione;
- abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati sulle informazioni finanziarie delle imprese o delle differenti attività economiche svolte all'interno del Gruppo per esprimere un giudizio sul bilancio consolidato. Siamo responsabili della direzione, della supervisione e dello svolgimento dell'incarico di revisione contabile del Gruppo. Siamo gli unici responsabili del giudizio di revisione sul bilancio consolidato.

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

Abbiamo fornito ai responsabili delle attività di *governance* anche una dichiarazione sul fatto che abbiamo rispettato le norme e i principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano e abbiamo comunicato loro ogni situazione che possa ragionevolmente avere un effetto sulla nostra indipendenza e, ove applicabile, le azioni intraprese per eliminare i relativi rischi o le misure di salvaguardia applicate.

Tra gli aspetti comunicati ai responsabili delle attività di *governance*, abbiamo identificato quelli che sono stati più rilevanti nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato dell'esercizio in esame, che hanno costituito quindi gli aspetti chiave della revisione. Abbiamo descritto tali aspetti nella relazione di revisione.

Altre informazioni comunicate ai sensi dell'art. 10 del Regolamento (UE) 537/14

L'Assemblea degli Azionisti della Enel S.p.A. ci ha conferito in data 16 maggio 2019 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e consolidato della Società per gli esercizi dal 31 dicembre 2020 al 31 dicembre 2028.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'art. 5, paragrafo 1, del Regolamento (UE) 537/14 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Società nell'esecuzione della revisione legale.

Confermiamo che il giudizio sul bilancio consolidato espresso nella presente relazione è in linea con quanto indicato nella relazione aggiuntiva destinata al Collegio Sindacale, nella sua funzione di Comitato per il controllo interno e la revisione contabile, predisposta ai sensi dell'art. 11 del citato Regolamento.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio sulla conformità alle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 2019/815

Gli Amministratori della Enel S.p.A. sono responsabili per l'applicazione delle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 2019/815 della Commissione Europea in materia di norme tecniche di regolamentazione relative alla specificazione del formato elettronico unico di comunicazione (ESEF – *European Single Electronic Format*) al bilancio consolidato al 31 dicembre 2024, da includere nella relazione finanziaria annuale.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) 700B al fine di esprimere un giudizio sulla conformità del bilancio consolidato alle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 2019/815.

A nostro giudizio, il bilancio consolidato al 31 dicembre 2024 è stato predisposto nel formato XHTML ed è stato marcato, in tutti gli aspetti significativi, in conformità alle disposizioni del Regolamento Delegato (UE) 2019/815.

Gruppo Enel
Relazione della società di revisione
31 dicembre 2024

Giudizi e dichiarazione ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettere e), e-bis) ed e-ter), del D.Lgs. 39/10 e dell'art. 123-bis, comma 4, del D.Lgs. 58/98

Gli Amministratori della Enel S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari del Gruppo Enel al 31 dicembre 2024, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio consolidato e la loro conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) 720B al fine di:

- esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'art. 123-bis, comma 4, del D.Lgs. 58/98, con il bilancio consolidato;
- esprimere un giudizio sulla conformità alle norme di legge della relazione sulla gestione, esclusa la sezione relativa alla rendicontazione consolidata di sostenibilità, e di alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'art. 123-bis, comma 4, del D.Lgs. 58/98;
- rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi nella relazione sulla gestione e in alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'art. 123-bis, comma 4, del D.Lgs. 58/98.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e le specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'art. 123-bis, comma 4, del D.Lgs. 58/98 sono coerenti con il bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2024.

Inoltre, a nostro giudizio la relazione sulla gestione, esclusa la sezione relativa alla rendicontazione consolidata di sostenibilità, e le specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'art. 123-bis, comma 4, del D.Lgs. 58/98 sono redatte in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, comma 2, lettera e-ter), del D.Lgs. 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.

Il nostro giudizio sulla conformità alle norme di legge non si estende alla sezione della relazione sulla gestione relativa alla rendicontazione consolidata di sostenibilità. Le conclusioni sulla conformità di tale sezione alle norme che ne disciplinano i criteri di redazione e all'osservanza degli obblighi di informativa previsti dall'art. 8 del Regolamento (UE) 2020/852 sono formulate da parte nostra nella relazione di attestazione ai sensi dell'art. 14-bis del D.Lgs. 39/10.

Roma, 15 aprile 2025

KPMG S.p.A.

Davide Utili
Socio

KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
Via Curtatone, 3
00185 ROMA RM
Telefono +39 06 80961.1
Email it-fmauditaly@kpmg.it
PEC kpmgspa@pec.kpmg.it

Relazione della società di revisione indipendente sull'esame limitato della rendicontazione consolidata di sostenibilità ai sensi dell'art. 14-bis del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

Agli Azionisti della
Enel S.p.A.

Conclusioni

Ai sensi degli artt. 8 e 18, comma 1, del D.Lgs. 6 settembre 2024, n. 125 (di seguito anche il "Decreto"), siamo stati incaricati di effettuare l'esame limitato ("*limited assurance engagement*") della rendicontazione consolidata di sostenibilità del Gruppo Enel (di seguito anche il "Gruppo") relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2024 predisposta ai sensi dell'art. 4 del Decreto, presentata nella specifica sezione della relazione sulla gestione.

Sulla base del lavoro svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che:

- la rendicontazione consolidata di sostenibilità del Gruppo Enel relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2024 non sia stata redatta, in tutti gli aspetti significativi, in conformità ai principi di rendicontazione adottati dalla Commissione Europea ai sensi della Direttiva 2013/34/UE (*European Sustainability Reporting Standards*, di seguito anche "ESRS");
- le informazioni contenute nel paragrafo "*Tassonomia europea*" della rendicontazione consolidata di sostenibilità non siano state redatte, in tutti gli aspetti significativi, in conformità all'art. 8 del Regolamento (UE) n. 852 del 18 giugno 2020 (di seguito anche "Regolamento Tassonomia").

Elementi alla base delle conclusioni

Abbiamo svolto l'incarico di esame limitato in conformità al Principio di Attestazione della Rendicontazione di Sostenibilità - SSAE (Italia). Le procedure svolte in tale tipologia di incarico variano per natura e tempistica rispetto a quelle necessarie per lo svolgimento di un incarico finalizzato ad acquisire un livello di sicurezza ragionevole e sono altresì meno estese. Conseguentemente, il livello di sicurezza ottenuto in un incarico di esame limitato è sostanzialmente inferiore rispetto al livello di sicurezza che sarebbe stato ottenuto se fosse stato svolto un incarico finalizzato ad acquisire un livello di sicurezza ragionevole. Le nostre responsabilità ai sensi del Principio di Attestazione della Rendicontazione di Sostenibilità - SSAE (Italia) sono ulteriormente descritte nel paragrafo "*Responsabilità della società di revisione per l'attestazione sulla rendicontazione consolidata di sostenibilità*" della presente relazione.

KPMG S.p.A.
è una società per azioni
di diritto italiano
e fa parte del network KPMG
di entità indipendenti affiliate a
KPMG International Limited,
società di diritto inglese.

Ancona Bari Bergamo
Bologna Bolzano Brescia
Catania Como Firenze Genova
Lecce Milano Napoli Novara
Padova Palermo Parma Perugia
Pescara Roma Torino Treviso
Trieste Varese Verona

Società per azioni
Capitale sociale
Euro 10.415.500,00 i.v.
Registro Imprese Milano Monza Brianza Lodi
e Codice Fiscale N. 00709600159
R.E.A. Milano N. 512867
Partita IVA 00709600159
VAT number IT00709600159
Sede legale: Via Vittor Pisani, 25
20124 Milano MI ITALIA

Siamo indipendenti in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili all'incarico di attestazione della rendicontazione consolidata di sostenibilità nell'ordinamento italiano.

La nostra società di revisione applica il Principio Internazionale sulla Gestione della Qualità (ISQM Italia 1) in base al quale è tenuta a configurare, mettere in atto e rendere operativo un sistema di gestione della qualità che includa direttive o procedure sulla conformità ai principi etici, ai principi professionali e alle disposizioni di legge e regolamentari applicabili.

Riteniamo di aver acquisito evidenze sufficienti e appropriate su cui basare le nostre conclusioni.

Altri aspetti

Le informazioni comparative presentate nella rendicontazione consolidata di sostenibilità riferite all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023 non sono state sottoposte a verifica.

Responsabilità degli Amministratori e del Collegio Sindacale della Enel S.p.A. per la rendicontazione consolidata di sostenibilità

Gli Amministratori sono responsabili per lo sviluppo e l'implementazione delle procedure attuate per individuare le informazioni incluse nella rendicontazione consolidata di sostenibilità in conformità a quanto richiesto dagli ESRS (di seguito il "processo di valutazione della rilevanza") e per la descrizione di tali procedure nel paragrafo "*Il processo*" incluso nel capitolo "*Doppia materialità*" della rendicontazione consolidata di sostenibilità.

Gli Amministratori sono inoltre responsabili per la redazione della rendicontazione consolidata di sostenibilità, che contiene le informazioni identificate mediante il processo di valutazione della rilevanza, in conformità a quanto richiesto dall'art. 4 del Decreto, inclusa:

- la conformità agli ESRS;
- la conformità all'art. 8 del Regolamento Tassonomia delle informazioni contenute nel paragrafo "*Tassonomia europea*".

Tale responsabilità comporta la configurazione, la messa in atto e il mantenimento, nei termini previsti dalla legge, di quella parte del controllo interno ritenuta necessaria dagli Amministratori al fine di consentire la redazione di una rendicontazione consolidata di sostenibilità in conformità a quanto richiesto dall'art. 4 del Decreto, che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali. Tale responsabilità comporta altresì la selezione e l'applicazione di metodi appropriati per elaborare le informazioni nonché l'elaborazione di ipotesi e stime in merito a specifiche informazioni di sostenibilità che siano ragionevoli nelle circostanze.

Il Collegio Sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sull'osservanza delle disposizioni stabilite nel Decreto.

Limitazioni intrinseche nella redazione della rendicontazione consolidata di sostenibilità

Ai fini della rendicontazione delle informazioni prospettiche in conformità agli ESRS, agli Amministratori è richiesta l'elaborazione di tali informazioni sulla base di ipotesi, descritte nella rendicontazione consolidata di sostenibilità, in merito a eventi che potranno accadere in futuro e a possibili future azioni da parte del Gruppo. A causa dell'aleatorietà connessa alla realizzazione di qualsiasi evento futuro, sia per quanto concerne il concretizzarsi dell'accadimento sia per quanto riguarda la misura e la tempistica della sua manifestazione, gli scostamenti fra i valori consuntivi e le informazioni prospettiche potrebbero essere significativi.

L'informativa fornita dal Gruppo in merito alle emissioni di Scope 3 è soggetta a maggiori limitazioni intrinseche rispetto a quelle di Scope 1 e 2, a causa della scarsa disponibilità e della precisione relativa delle informazioni utilizzate per definire le informazioni sulle emissioni di Scope 3, sia di natura quantitativa sia di natura qualitativa, relative alla catena del valore.

Responsabilità della società di revisione per l'attestazione sulla rendicontazione consolidata di sostenibilità

I nostri obiettivi sono pianificare e svolgere procedure al fine di acquisire un livello di sicurezza limitato che la rendicontazione consolidata di sostenibilità non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, ed emettere una relazione contenente le nostre conclusioni. 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 degli utilizzatori prese sulla base della rendicontazione consolidata di sostenibilità.

Nell'ambito dell'incarico finalizzato ad acquisire un livello di sicurezza limitato in conformità al Principio di Attestazione della Rendicontazione di Sostenibilità - SSAE (Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata dell'incarico.

Le nostre responsabilità includono:

- la considerazione dei rischi per identificare l'informativa nella quale è probabile che si verifichi un errore significativo, sia dovuto a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali;
- la definizione e lo svolgimento di procedure per verificare l'informativa nella quale è probabile che si verifichi un errore significativo. 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;
- la direzione, la supervisione e lo svolgimento dell'esame limitato della rendicontazione consolidata di sostenibilità e l'assunzione della piena responsabilità delle conclusioni sulla rendicontazione consolidata di sostenibilità.

Riepilogo del lavoro svolto

Un incarico finalizzato ad acquisire un livello di sicurezza limitato comporta lo svolgimento di procedure per ottenere evidenze quale base per la formulazione delle nostre conclusioni.

Le procedure svolte si sono basate sul nostro giudizio professionale e hanno compreso colloqui, prevalentemente con il personale della Enel S.p.A. responsabile per la predisposizione delle informazioni presentate nella rendicontazione consolidata di sostenibilità, nonché analisi di documenti, ricalcoli e altre procedure volte all'acquisizione di evidenze ritenute utili.

Abbiamo svolto le seguenti principali procedure:

- comprensione del modello di *business*, delle strategie del Gruppo e del contesto in cui opera con riferimento alle questioni di sostenibilità;
- comprensione del processo posto in essere dal Gruppo per l'identificazione e la valutazione degli impatti, rischi e opportunità ("IRO") rilevanti, in base al principio di doppia rilevanza, in relazione alle questioni di sostenibilità e, sulla base delle informazioni ivi acquisite, svolgimento di considerazioni in merito a eventuali elementi contraddittori emersi che possono evidenziare l'esistenza di questioni di sostenibilità non considerate dal Gruppo nel processo di valutazione della rilevanza. In particolare, prevalentemente attraverso indagini, osservazioni e ispezioni, abbiamo compreso come il Gruppo:

- ha tenuto conto degli interessi e delle opinioni dei portatori d'interesse coinvolti;
- ha identificato gli IRO relativi alle questioni di sostenibilità, e ne abbiamo riscontrato la coerenza con la nostra conoscenza del Gruppo e del contesto in cui opera;
- ha definito e valutato gli IRO rilevanti attraverso l'analisi delle soglie di rilevanza qualitative e quantitative dallo stesso determinate, e ne abbiamo riscontrato la coerenza con i risultati del processo di *Enterprise Risk Management* (ERM).

- comprensione dei processi che sottendono alla generazione, rilevazione e gestione delle informazioni qualitative e quantitative incluse nella rendicontazione consolidata di sostenibilità, ivi inclusa l'analisi del perimetro di rendicontazione attraverso interviste e colloqui con il personale del Gruppo e svolgimento di limitate verifiche documentali;
- identificazione dell'informativa associata ad un rischio di errore significativo;
- definizione e svolgimento delle procedure, basate sul nostro giudizio professionale, per rispondere ai rischi di errore significativi identificati, tra cui:
  - per le informazioni raccolte a livello di Gruppo:
    - svolgimento di indagini e limitate verifiche con riferimento alle informazioni qualitative e, in particolare, alle politiche, alle azioni e agli obiettivi inerenti alle questioni di sostenibilità;
    - svolgimento di procedure di analisi comparativa, ispezioni, osservazioni e ricalcoli su base campionaria con riferimento alle informazioni quantitative;
  - per le informazioni raccolte a livello di talune società controllate, effettuazione delle visite in loco presso Enel Chile SA ed Endesa SA. Tali società controllate sono state selezionate sulla base delle loro attività e del loro contributo alle metriche della rendicontazione consolidata di sostenibilità. Nel corso di tali visite abbiamo effettuato colloqui con il personale del Gruppo e acquisito riscontri documentali circa l'applicazione delle procedure e la determinazione delle metriche;
- comprensione del processo posto in essere dal Gruppo per identificare le attività economiche ammissibili e determinarne la natura allineata in base alle previsioni del Regolamento Tassonomia, e verifica della relativa informativa inclusa nella rendicontazione consolidata di sostenibilità;
- riscontro delle informazioni riportate nella rendicontazione consolidata di sostenibilità con le informazioni contenute nel bilancio consolidato del Gruppo ai sensi del quadro sull'informativa finanziaria applicabile o con i dati contabili utilizzati per la redazione del bilancio consolidato stesso o con i dati gestionali di natura contabile;
- verifica della conformità agli ESRS della struttura e della presentazione dell'informativa inclusa nella rendicontazione consolidata di sostenibilità;
- ottenimento della lettera di attestazione.

Roma, 15 aprile 2025

KPMG S.p.A.

Davide Utili
Socio



Allegati

Allegato 1 – Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2024

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del decreto legislativo n. 127/1991 e dalla Comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate da Enel SpA e a essa collegate al 31 dicembre 2024, a norma dell'art. 2359 del codice civile, nonché delle altre partecipazioni rilevanti. Tutte le partecipazioni sono possedute a titolo di proprietà.

Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, il capitale sociale, la valuta in cui è espresso, il settore di attività, il metodo di consolidamento, le società del Gruppo che possiedono una partecipazione nell'impresa e le rispettive percentuali di possesso, e la percentuale di possesso del Gruppo. Di seguito viene riportata l'illustrazione grafica associata al settore di attività.

Settore di attività	Descrizione settori di attività
	Holding di Gruppo
	Holding di Paese
	Enel Green Power
	Generazione Termoelettrica
	Trading
	Enel Grids
	Mercati finali
	Enel X
	e-Mobility
	Servizi
	Finanziario

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Controllante									
Enel SpA	Roma	IT	10.166.679.946	EUR		Holding	Enel SpA	100%	100%
Controllate									
10219727 Saskatchewan Ltd	Saskoon	CA	1	CAD		Integrale	Enel Green Power Elmsthorpe Wind LP	100%	100%
25 Mile Creek Windfarm LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	25RoseFarms Holdings LLC	100%	100%
25 Mile PPA LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	EGP North America PPA LLC	100%	100%
25RoseFarms Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Green Power 25RoseFarms Holdings LLC	100%	100%
3SUN Srl	Catania	IT	1.000.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	97%	100%
							Enel Green Power SpA	3%	
3SUN USA LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel North America Inc.	100%	100%
4814 Investments LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Ables Springs Solar Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Green Power Ables Springs Solar Holdings LLC	100%	100%
Ables Springs Solar LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Ables Springs Solar Holdings LLC	100%	100%
Ables Springs Storage LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Ables Springs Solar Holdings LLC	100%	100%
Abu Renewables India Private Limited	Gurugram	IN	100.000	INR		Held for sale	Enel Green Power India Private Limited	100%	100%
Ace High Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Aced Renewables Hidden Valley (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000	ZAR		Equity	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	55%	28%
Acefat AIE	Barcellona	ES	793.340	EUR		-	Edistribución Redes Digitales SLU	14%	10%
Adams Solar PV Project Two (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	60%	60%
Adria Link Srl	Gorizia	IT	300.297	EUR		Equity	Enel Produzione SpA	50%	50%
Aferkat Wind Farm	Casablanca	MA	389.600	MAD		Integrale	Enel Green Power Morocco Sàrl	100%	100%
Agassiz Beach LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100%	100%
Agatos Green Power Trino Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Solar Energy Srl	100%	100%
Aguillón 20 SA	Saragozza	ES	2.682.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	51%	36%
Aidon Oy	Jyväskylä	FI	5.112.572	EUR		Equity	Gridspertise Srl	100%	50%
Alba Energia Ltda	Rio de Janeiro	BR	16.045.169	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Albany Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100%	74%
Almyros Ape Single Member PC	Maroussi	GR	270.001	EUR		Equity	Principia Energy Services Single Member SA	100%	50%
Alpe Adria Energia Srl	Udine	IT	900.000	EUR		Equity	Enel Produzione SpA	50%	50%
Alta Farms Azure Ranchland Holdings LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
Alta Farms Wind Project II LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	25RoseFarms Holdings LLC	100%	100%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Alvorada Energia SA	Niterói	BR	42.117.416	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Amber Sage Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Ampla Energia e Serviços SA	Rio de Janeiro	BR	6.953.230.392	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Annandale Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100%	74%
Apiacás Energia SA	Rio de Janeiro	BR	14.216.846	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Aquilla Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Aragonesa de Actividades Energéticas SAU	Teruel	ES	60.100	EUR		Integrale	Endesa SA	100%	70%
Aranort Desarrollos SLU	Madrid	ES	1.953	EUR		Integrale	Enel Green Power España Solar 1 SLU	100%	35%
Aravalli Surya (Project 1) Private Limited	Gurugram	IN	31.630.000	INR		Held for sale	Enel Green Power India Private Limited	100%	100%
Arcadia Power Inc.	Washington DC	US	-	USD		-	Enel X North America Inc.	0%	0%
Arena Green Power 1 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100%	70%
Arena Green Power 2 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100%	70%
Arena Green Power 3 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100%	70%
Arena Green Power 4 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100%	70%
Arena Green Power 5 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100%	70%
Arena Power Solar 11 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Arena Power Solar 12 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Arena Power Solar 13 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Arena Power Solar 20 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Arena Power Solar 33 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Arena Power Solar 34 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Arena Power Solar 35 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Arrow Head Energy Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Arrow Hills Solar Project	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II AIE	Vandellós	ES	19.232.400	EUR		Proporzionale	Endesa Generación SAU	85%	60%
Ateca Renovables SL	Madrid	ES	3.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	50%	35%
Atlántico Photovoltaic SAS ESP	Barranquilla	CO	50.587.000	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100%	47%
Atwater Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100%	74%
Aurora Distributed Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Solar Holdings LLC	74%	74%
Aurora Land Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Aurora Solar Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Aurora Wind Holdings LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Aurora Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Autumn Hills LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100%	100%
Autumn Waltz Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Avikiran Energy India Private Limited	Gurugram	IN	100.000.000	INR		Held for sale	Enel Green Power India Private Limited	100%	100%
Avikiran Solar India Private Limited	Nuova Delhi	IN	4.918.810.370	INR		Held for sale	Enel Green Power India Private Limited	51%	51%
Avikiran Surya India Private Limited	Gurugram	IN	875.350	INR		Held for sale	Enel Green Power India Private Limited	51%	51%
Avikiran Vayu India Private Limited	Gurugram	IN	100.000	INR		Held for sale	Enel Green Power India Private Limited	100%	100%
Azure Blue Jay Holdings LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
Azure Blue Jay Solar Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Green Power Azure Blue Jay Solar Holdings LLC	100%	100%
Azure Sky Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Azure Blue Jay Solar Holdings LLC	100%	100%
Azure Sky Wind Holdings LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Azure Sky Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	AzureRanchII Wind Holdings LLC	100%	100%
Azure Sky Wind Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
AzureRanchII Wind Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Green Power AzureRanchII Wind Holdings LLC	100%	100%
Baikal Enterprise SLU	Palma de Mallorca	ES	3.006	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Baleares Energy SLU	Palma de Mallorca	ES	4.509	EUR		Integrale	Enel Green Power España Solar 1 SLU	100%	35%
Barnwell County Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Bath House Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Baylio Solar SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España Solar 1 SLU	100%	35%
Bayou Blues Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Beacon Harbor Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Beaver Falls Water Power Company	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Beaver Valley Holdings LLC	68%	68%
Beaver Valley Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
Bejaad Solar Plant	Casablanca	MA	10.000	MAD		Integrale	Enel Green Power Morocco Sàrl	100%	100%
Belltail Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Belomechetskaya WPS	Mosca	RU	3.010.000	RUB		Integrale	Enel Green Power Rus Limited Liability Company	100%	100%
Betwa Renewable Energy Private Limited	Gurgaon	IN	100.000	INR		Held for sale	Enel Green Power India Private Limited	100%	100%
Bijou Hills Wind LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Bioenergy Casei Gerola Srl	Roma	IT	100.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100%	100%
Bison Meadows Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Bison Meadows Wind Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Blair Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100%	100%
Blanche BESS Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Potentia Energy (Pty) Ltd	100%	50%
Blanche BESS Holding Trust	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Potentia Energy Trust	100%	50%
Blanche BESS (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Blanche BESS Holding (Pty) Ltd	100%	50%
Blanche BESS Trust	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Blanche BESS Holding Trust	100%	50%
Blue Crab Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Blue Jay Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Azure Blue Jay Solar Holdings LLC	100%	100%
Blue Jay Solar II LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Blue Note Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Blue Star Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Bogotá ZE SAS	Bogotà	CO	1.189.706.920	COP		Equity	Colombia ZE SAS	100%	9%
Boitumelo Solar Power Plant (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	ZA	100	ZAR		Integrale	Enel Green Power SpA	100%	100%
Bold Elk Wind Limited Partnership	Calgary	CA	100	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0% 100%	100%
Bondia Energia Ltda	Niterói	BR	2.950.888	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100% 0%	82%
Boone Stephens Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100%	100%
Bosa del Ebro SL	Saragozza	ES	3.010	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	51%	36%
Bottom Grass Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Boujdour Wind Farm	Casablanca	MA	300.000	MAD		Equity	Nareva Enel Green Power Morocco SA	90%	45%
Bouldercombe Solar Farm Trust	Sydney	AU	10	AUD		Equity	Bouldercombe Solar Holding Trust	100%	50%
Bouldercombe Solar Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Potentia Energy (Pty) Ltd	100%	50%
Bouldercombe Solar Holding Trust	Sydney	AU	10	AUD		Equity	Potentia Energy Trust	100%	50%
Bouldercombe Solar (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Bouldercombe Solar Holding (Pty) Ltd	100%	50%
Box Canyon Energy Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
BP Hydro Finance Partnership	Salt Lake City	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc. Enel Kansas LLC	24% 76%	100%
Brandonville Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100%	100%
Bravo Dome Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Brazatortas 220 Renovables SL	Madrid	ES	3.000	EUR		Equity	Baylio Solar SLU Furatena Solar 1 SLU	17% 17%	12%
Brazoria West Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Brazos Flat Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Brick Road Solar Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Bronco Hills Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Brush County Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Buck Canyon Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Buckshutem Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100%	100%
Buckshutem Solar II LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100%	100%
Buffalo Dunes Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Buffalo Dunes Wind Project LLC	Topeka	US	-	USD		Integrale	EGPNA Development Holdings LLC	75%	75%
Buffalo Jump LP	Alberta	CA	10	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0% 100%	100%
Buffalo Spirit Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Bungala One FinCo (Pty) Ltd	Sydney	AU	1.000	AUD		Equity	Bungala One Property Trust	100%	26%
Bungala One Operation Holding Trust	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Bungala Solar (Pty) Ltd	50%	25%
Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Bungala Solar (Pty) Ltd	51%	26%
Bungala One Operations (Pty) Ltd	Sydney	AU	1.000	AUD		Equity	Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	100%	26%
Bungala One Operations Trust	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	100%	26%
Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Bungala Solar (Pty) Ltd	51%	26%
Bungala One Property Holding Trust	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Bungala Solar (Pty) Ltd	50%	25%
Bungala One Property (Pty) Ltd	Sydney	AU	1.000	AUD		Equity	Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	100%	26%
Bungala One Property Trust	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	100%	26%
Bungala Solar (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Potentia Energy Group (Pty) Ltd	100%	50%
Bungala Solar Trust	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Potentia Energy Trust	100%	50%
Bungala Two FinCo (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Bungala Two Property Trust	100%	26%
Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Bungala Solar (Pty) Ltd	51%	26%
Bungala Two Operations Holding Trust	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Bungala Solar (Pty) Ltd	50%	25%
Bungala Two Operations (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	100%	26%
Bungala Two Operations Trust	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	100%	26%
Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Bungala Solar (Pty) Ltd	51%	26%
Bungala Two Property Holding Trust	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Bungala Solar (Pty) Ltd	50%	25%
Bungala Two Property (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	100%	26%
Bungala Two Property Trust	Sydney	AU	1	AUD		Equity	Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	100%	26%
Burgundy Spruce Solar LP	Calgary	CA	100	CAD		Integrale	Enel Alberta Solar Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0% 100%	100%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Business Venture Investments 1468 (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	100	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	100%	100%
Butterfly Meadows Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
C&C Castelvetere Srl	Roma	IT	100.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100%	100%
C&C Uno Energy Srl	Roma	IT	118.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100%	100%
Cactus Mesa Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Campos Promotores Renovables SL	Elche	ES	3.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	25%	18%
Canastota Wind Power LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Fenner Wind Holdings LLC	100%	100%
Caney River Wind Project LLC	Overland Park	US	-	USD		Equity	Rocky Caney Wind LLC	100%	10%
Canyon Top Energy Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Capricorn BESS Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Potentia Energy (Pty) Ltd	100%	50%
Capricorn BESS Holding Trust	Barangaroo	AU	100	AUD		Equity	Potentia Energy Trust	100%	50%
Capricorn BESS (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Capricorn BESS Holding (Pty) Ltd	100%	50%
Capricorn BESS Trust	Barangaroo	AU	100	AUD		Equity	Capricorn BESS Holding Trust	100%	50%
Capricorn Solar Hybrid Holding (Pty) Ltd	Barangaroo	AU	100	AUD		Equity	Potentia Energy (Pty) Ltd	100%	50%
Capricorn Solar Hybrid Holding Trust	Barangaroo	AU	100	AUD		Equity	Potentia Energy Trust	100%	50%
Capricorn Solar Hybrid (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Capricorn Solar Hybrid Holding (Pty) Ltd	100%	50%
Capricorn Solar Hybrid Trust	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Capricorn Solar Hybrid Holding Trust	100%	50%
Castle Rock Ridge Limited Partnership	Alberta	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0% 100%	100%
Catalana d'Iniciatives SA in liquidazione	Barcellona	ES	30.862.800	EUR		-	Endesa SA	1%	1%
Cattle Drive Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Cdec - Sic Ltda	Santiago del Cile	CL	709.783.206	CLP		-	Enel Green Power Chile SA	6%	4%
Cedar Run Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Central Geradora Fotovoltaica Bom Nome Ltda	Salvador	BR	11.841.217	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100% 0%	82%
Central Geradora Fotovoltaica São Francisco Ltda	Niterói	BR	385.128.917	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel X Brasil SA	0% 100%	82%
Central Hidráulica Güejar-Sierra SL	Granada	ES	364.213	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	33%	23%
Central Térmica de Anllares AIE	Madrid	ES	595.000	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	33%	23%
Central Vuelta de Obligado SA	Buenos Aires	AR	500.000	ARS		-	Enel Generación El Chocón SA	33%	18%
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo AIE	Madrid	ES	-	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	24%	17%
Centrum Pre Vedu A Vyskum Sro	Kalná Nad Hronom	SK	6.639	EUR		Equity	Slovenské elektrárne AS	100%	33%
CES 2 Single Member Private Company	Maroussi	GR	503	EUR		Equity	Principia Energy Services Single Member SA	100%	50%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
CES 3 Single Member Private Company	Maroussi	GR	505	EUR		Equity	Principia Energy Services Single Member SA	100%	50%
CES 4 Single Member Private Company	Maroussi	GR	503	EUR		Equity	Principia Energy Services Single Member SA	100%	50%
CES 5 Single Member Private Company	Maroussi	GR	505	EUR		Equity	Principia Energy Services Single Member SA	100%	50%
CES 6 Single Member Private Company	Maroussi	GR	502	EUR		Equity	Principia Energy Services Single Member SA	100%	50%
CES 7 Single Member Private Company	Maroussi	GR	503	EUR		Equity	Principia Energy Services Single Member SA	100%	50%
CES 8 Single Member Private Company	Maroussi	GR	505	EUR		Equity	Principia Energy Services Single Member SA	100%	50%
CESI - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta SpA	Milano	IT	8.550.000	EUR		Equity	Enel SpA	43%	43%
Champagne Storage LLC	Wilmington	US	1	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100%	100%
Checkerboard Plains Solar Project Limited Partnership	Calgary	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Solar Inc.	0%	100%
							Enel Green Power Canada Inc.	100%	
Cheyenne Ridge II Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Cheyenne Ridge Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Chi Black River LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
Chi Minnesota Wind LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	EGPNA Project HoldCo 1 LLC	100%	100%
Chi Operations Inc.	Andover	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
Chi Power Inc.	Naples	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
Chi Power Marketing Inc.	Wilmington	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
Chi West LLC	San Francisco	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
Chisago Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100%	74%
Chisholm View II Holding LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Chisholm View Wind Project II LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Chisholm View II Holding LLC	63%	63%
Chisholm View Wind Project LLC	New York	US	-	USD		Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100%	10%
Cimarron Bend Assets LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Cimarron Bend Wind Project I LLC	49%	100%
							Cimarron Bend Wind Project II LLC	49%	
							Cimarron Bend Wind Project III LLC	1%	
							Enel Kansas LLC	1%	
Cimarron Bend III HoldCo LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Green Power Cimarron Bend Wind Holdings III LLC	100%	100%
Cimarron Bend Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Cimarron Bend Wind Holdings I LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Cimarron Bend Wind Holdings II LLC	100%	100%
Cimarron Bend Wind Holdings II LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Cimarron Bend Wind Holdings LLC	100%	100%
Cimarron Bend Wind Holdings III LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Cimarron Bend Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	EGPNA Preferred Wind Holdings LLC	100%	100%
Cimarron Bend Wind Project I LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Cimarron Bend Wind Holdings I LLC	100%	100%
Cimarron Bend Wind Project II LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Cimarron Bend Wind Holdings I LLC	100%	100%
Cimarron Bend Wind Project III LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Cimarron Bend Wind Holdings III LLC	100%	100%
Cinch Top Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Clear Fork Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Clear Sky Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Clinton Farms Battery Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Clinton Farms Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Clinton Farms Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Cloudwalker Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Cogein Sannio Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100%	100%
Cogeneración El Salto SL in liquidazione	Saragozza	ES	36.061	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	20%	14%
Cogenio Iberia SL	Madrid	ES	2.874.622	EUR		Equity	Endesa Energía SAU	20%	14%
Cogenio Srl	Roma	IT	2.310.000	EUR		Equity	Enel X Italia Srl	20%	20%
Cohuna Solar Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	3.419.700	AUD		Equity	Potentia Energy Group (Pty) Ltd	100%	50%
Cohuna Solar Holding Trust	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Potentia Energy Trust	100%	50%
Cohuna Solar (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Cohuna Solar Holding (Pty) Ltd	100%	50%
Cohuna Solar Trust	Sydney	AU	1	AUD		Equity	Cohuna Solar Holding Trust	100%	50%
Colombia ZE SAS	Bogotà	CO	11.872.499.000	COP		Equity	Enel Colombia SA ESP	20%	9%
Comanche Crest Ranch LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Comercializadora Eléctrica de Cádiz SA	Cadice	ES	600.000	EUR		Equity	Endesa SA	34%	23%
Compagnia Porto di Civitavecchia SpA in liquidazione	Roma	IT	15.130.800	EUR		Equity	Enel Produzione SpA	24%	24%
Companhia Energética do Ceará - Coelce	Fortaleza	BR	1.968.926.886	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	74%	61%
Compañía de Trasmisión del Mercosur SA - CTM	Buenos Aires	AR	2.025.191.313	ARS		Integrale	Enel Brasil SA Enel CIEN SA Enel SpA	74% 26% 0%	82%
Compañía Eólica Tierras Altas SA	Soria	ES	13.222.000	EUR		Equity	Compañía Eólica Tierras Altas SA Enel Green Power España SLU	5% 36%	26%
Compass Rose Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Concert Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100%	100%
Concho Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Concord Vine Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Consolidated Hydro Southeast LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
Consolidated Pumped Storage Inc.	Wilmington	US	550.000	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	82%	82%
Conza Green Energy Srl	Roma	IT	73.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100%	100%
Copper Landing Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Corporación Empresarial de Extremadura SA	Badajoz	ES	44.538.000	EUR		-	Endesa SA	1%	1%
Corporación Eólica de Zaragoza SL	La Puebla de Alfindén	ES	271.652	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	25%	18%
Country Blue Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Country Roads Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Cow Creek Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Crawfish Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Crédito Fácil Codensa SA Compañía de Financiamiento in liquidazione	Bogotà	CO	32.000.000.000	COP		Equity	Colombia ZE SAS	0%	23%
							Enel Colombia SA ESP	49%	
							Enel X Colombia SAS ESP	0%	
Crockett Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Crystal Bridge Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Dairy Meadows Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Daisy Patch Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Danax Energy (Pty) Ltd	Sandton	ZA	100	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	100%	100%
Dappled Colt Storage Project Limited Partnership	Calgary	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Storage Inc.	0%	100%
							Enel Green Power Canada Inc.	100%	
Dauphin Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100%	100%
Daybreak Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Decimalfigure Unipessoal Ltda	Pego	PT	2.000	EUR		Equity	Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica SA	100%	31%
Dehesa de los Guadalupes Solar SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España Solar 1 SLU	100%	35%
Dehesa PV Farm 03 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Dehesa PV Farm 04 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Derivex SA	Bogotà	CO	938.734.000	COP		-	Enel Colombia SA ESP	5%	2%
Desarrollo de Fuerzas Renovables S de RL de Cv	Città del Messico	MX	53.104.350	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	100%	100%
							Enel Services México SA de Cv	0%	
Desert Willow Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
DI.T.N.E. - Distretto Tecnologico Nazionale sull'Energia - Società Consortile a Responsabilità Limitata	Roma	IT	451.878	EUR		-	Enel Produzione SpA	2%	2%
Diamond Vista Holdings LLC	Wilmington	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Diamond Vista Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Dispatch Renewable Energy Single Member SA	Maroussi	GR	2.240.000	EUR		Equity	Principia Energy Services Single Member SA	100%	50%
Distretto Tecnologico Sicilia Micro e Nano Sistemi Scarl	Catania	IT	628.978	EUR		-	3SUN Srl	6%	6%
Distribuidora de Energía Eléctrica del Bages SA	Barcellona	ES	108.240	EUR		Integrale	Endesa SA	55%	70%
							Hidroeléctrica de Catalunya SLU	45%	
Distribuidora Eléctrica del Puerto de La Cruz SAU	Santa Cruz de Tenerife	ES	12.621.210	EUR		Integrale	Endesa SA	100%	70%
Distrilec Inversora SA	Buenos Aires	AR	497.612.021	ARS		Integrale	Enel Américas SA	52%	42%
Dodge Center Distributed Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100%	74%
Dolores Wind SA de Cv	Città del Messico	MX	4.151.197.627	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	1%	100%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	99%	
Dominica Energía Limpia SA de Cv	Città del Messico	MX	2.070.600.646	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	61%	20%
Dorset Ridge Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Dragonfly Fields Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Drift Sand Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	Enel Kansas LLC	50%	50%
Drift Sand Wind Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	Drift Sand Wind Holdings LLC	100%	50%
Duereti Srl	Milano	IT	125.000.000	EUR		-	e-distribuzione SpA	10%	10%
Dwarka Vayu 1 Private Limited	Gurgaon	IN	100.000	INR		Held for sale	Enel Green Power India Private Limited	100%	100%
E.S.CO. Comuni Srl	Bergamo	IT	1.000.000	EUR		Integrale	Enel X Italia Srl	60%	60%
Earthly Reflections Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Eastern Blue Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Eastern Rise Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Eastwood Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100%	74%
Ebenezer Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100%	100%
EcoSolar2 SA	Grevena	GR	25.000	EUR		-	Principia Energy Generation Single Member SA	0%	0%
Edistribución Redes Digitales SLU	Madrid	ES	1.204.540.060	EUR		Integrale	Endesa SA	100%	70%
e-distribuzione SpA	Roma	IT	2.600.000.000	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100%	100%
EF Divesture LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Efficientya Srl	Bergamo	IT	100.000	EUR		Equity	Enel X Italia Srl	50%	50%
EGP Bess 1 (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	ZA	1.000	ZAR		Integrale	Enel Green Power SpA	100%	100%
EGP Bioenergy Srl	Roma	IT	1.000.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Puglia Srl	100%	100%
EGP Estonian Solar Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGP Fotovoltaica La Loma SAS in liquidazione	Bogotà	CO	8.000.000	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100%	47%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
EGP Geronimo Holding Company Inc.	Wilmington	US	1.000	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
EGP GulfStar Solar PPA LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	EGP North America PPA LLC	100%	100%
EGP HoldCo 1 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGP HoldCo 10 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGP HoldCo 11 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGP HoldCo 12 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGP HoldCo 13 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGP HoldCo 14 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGP HoldCo 15 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGP HoldCo 16 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGP HoldCo 17 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGP HoldCo 18 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGP HoldCo 2 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGP HoldCo 3 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGP HoldCo 4 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGP HoldCo 5 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGP HoldCo 6 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGP HoldCo 7 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGP HoldCo 8 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGP HoldCo 9 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGP Magdalena Solar SA de Cv	Città del Messico	MX	1.258.077.873	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Rinnovabile SA de Cv	100% 1%	100%
EGP Matimba NewCo 1 Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Equity	Enel Green Power SpA	50%	50%
EGP Matimba NewCo 2 Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100%	100%
EGP North America PPA LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
EGP Sabaudia Srl	Roma	IT	1.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100%	100%
EGP Salt Wells Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
EGP San Leandro Microgrid I LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
EGP Solar Services LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGP Solar V SAU	San Salvador de Jujuy	AR	500.000	ARS		Integrale	Enel Américas SA	100%	82%
EGP Solar VI SAU	San Salvador de Jujuy	AR	500.000	ARS		Integrale	Enel Américas SA	100%	82%
EGP Terracina 01 Srl	Roma	IT	1.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100%	100%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
EGP Terracina 02 Srl	Roma	IT	1.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100%	100%
EGP Timber Hills Project LLC	Los Angeles	US	-	USD		Integrale	Padoma Wind Power LLC	100%	100%
EGPE Solar 2 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
EGPNA 2020 HoldCo 1 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2020 HoldCo 10 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2020 HoldCo 11 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2020 HoldCo 12 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2020 HoldCo 13 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2020 HoldCo 14 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2020 HoldCo 15 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2020 HoldCo 16 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2020 HoldCo 17 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2020 HoldCo 18 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2020 HoldCo 19 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2020 HoldCo 2 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2020 HoldCo 20 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2020 HoldCo 21 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2020 HoldCo 22 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2020 HoldCo 23 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2020 HoldCo 24 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2020 HoldCo 25 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2020 HoldCo 26 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2020 HoldCo 27 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2020 HoldCo 28 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2020 HoldCo 29 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2020 HoldCo 3 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2020 HoldCo 30 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2020 HoldCo 4 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2020 HoldCo 5 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2020 HoldCo 6 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2020 HoldCo 7 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2020 HoldCo 8 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
EGPNA 2020 HoldCo 9 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2023 HoldCo 1 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2023 HoldCo 10 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2023 HoldCo 11 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2023 HoldCo 12 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2023 HoldCo 13 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2023 HoldCo 14 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2023 HoldCo 15 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2023 HoldCo 16 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2023 HoldCo 17 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2023 HoldCo 18 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2023 HoldCo 19 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2023 HoldCo 2 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2023 HoldCo 20 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2023 HoldCo 3 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2023 HoldCo 4 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2023 HoldCo 5 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2023 HoldCo 6 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2023 HoldCo 7 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2023 HoldCo 8 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA 2023 HoldCo 9 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA Development Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Development LLC	100%	100%
EGPNA Hydro Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
EGPNA Preferred Wind Holdings II LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
EGPNA Preferred Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
EGPNA Project HoldCo 1 LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
EGPNA Project HoldCo 2 LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
EGPNA Project HoldCo 5 LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
EGPNA Project HoldCo 6 LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
EGPNA Project HoldCo 7 LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
EGPNA Renewable Energy Partners LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	EGPNA REP Holdings LLC	10%	10%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
EGPNA REP Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
EGPNA REP Solar Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
EGPNA REP Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	EGPNA Renewable Energy Partners LLC	100%	10%
EGPNA Wind Holdings 1 LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100%	10%
EGPNA-SP Seven Cowboy Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Elcogas SA in liquidazione	Puertollano	ES	809.690	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	41%	33%
							Enel SpA	4%	
Elecgas SA	Pego	PT	50.000	EUR		Equity	Endesa Generación Portugal SA	50%	35%
Electra Capital (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	60%	60%
Eléctrica de Jafre SA	Barcellona	ES	165.876	EUR		Integrale	Endesa SA	53%	70%
							Hidroeléctrica de Catalunya SLU	47%	
Eléctrica de Lijar SL	Algodonales	ES	1.081.822	EUR		Equity	Endesa SA	50%	35%
Eléctrica del Ebro SAU	Barcellona	ES	500.000	EUR		Integrale	Endesa SA	100%	70%
Electricidad de Puerto Real SA	Puerto Real	ES	4.960.246	EUR		Equity	Endesa SA	50%	35%
Electro Metalúrgica del Ebro SL	Madrid	ES	2.906.862	EUR		-	Enel Green Power España SLU	0%	0%
Electrotest Instalaciones, Montajes y Mantenimientos SL	Puerto Real	ES	10.000	EUR		-	Epresa Energía SA	50%	18%
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo SA	San Palo	BR	4.532.524.934	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Emerald Crescent Solar Limited Partnership	Calgary	CA	100	CAD		Integrale	Enel Alberta Solar Inc.	0%	100%
							Enel Green Power Canada Inc.	100%	
Emeroo BESS Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Potentia Energy (Pty) Ltd	100%	50%
Emeroo BESS Holding Trust	Barangaroo	AU	100	AUD		Equity	Potentia Energy Trust	100%	50%
Emeroo BESS (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Emeroo BESS Holding (Pty) Ltd	100%	50%
Emeroo Bess Trust	Barangaroo	AU	100	AUD		Equity	Emeroo BESS Holding Trust	100%	50%
Emintegral Cycle SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España Solar 1 SLU	100%	35%
Empresa Carbonífera del Sur Encasur SAU	Madrid	ES	18.030.000	EUR		Integrale	Endesa Generación SAU	100%	70%
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución SAU	Ceuta	ES	16.562.250	EUR		Integrale	Endesa SA	96%	68%
Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Energía SLU	Ceuta	ES	10.000	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100%	70%
Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	Buenos Aires	AR	898.585.028	ARS		Integrale	Distrilec Inversora SA	56%	59%
							Enel Argentina SA	43%	
Empresa Eléctrica Pehuenche SA	Santiago del Cile	CL	175.774.920.733	CLP		Integrale	Enel Generación Chile SA	93%	56%
Empresa Propietaria de la Red SA	Panama City	PA	58.500.000	USD		-	Enel SpA	11%	11%
En. Solar4 Single Member Private Company	Maroussi	GR	3.581.150	EUR		Equity	Principia Energy Services Single Member SA	100%	50%
Endesa Capital SAU	Madrid	ES	60.200	EUR		Integrale	Endesa SA	100%	70%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Endesa Energía SAU	Madrid	ES	14.445.576	EUR		Integrale	Endesa SA	100%	70%
Endesa Financiación Filiales SAU	Madrid	ES	4.621.003.006	EUR		Integrale	Endesa SA	100%	70%
Endesa Generación Portugal SA	Lisbona	PT	50.000	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	0%	70%
							Endesa Generación SAU	99%	
							Enel Green Power España SLU	1%	
Endesa Generación SAU	Siviglia	ES	1.940.379.735	EUR		Integrale	Endesa SA	100%	70%
Endesa Ingeniería SLU	Siviglia	ES	965.305	EUR		Integrale	Endesa SA	100%	70%
Endesa Medios y Sistemas SLU	Madrid	ES	89.999.790	EUR		Integrale	Endesa SA	100%	70%
Endesa Mobility SLU	Madrid	ES	10.000.000	EUR		Integrale	Endesa SA	100%	70%
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales SLU	Madrid	ES	10.138.580	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100%	70%
Endesa X Way SL	Madrid	ES	600.000	EUR		Integrale	Endesa Mobility SLU	49%	85%
							Enel X Way Srl	51%	
Endesa SA	Madrid	ES	1.270.502.540	EUR		Integrale	Endesa SA	0%	70%
							Enel Iberia SRLU	70%	
Enel Alberta Solar Inc.	Calgary	CA	1	CAD		Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100%	100%
Enel Alberta Storage Inc.	Calgary	CA	1	CAD		Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100%	100%
Enel Alberta Wind Inc.	Alberta	CA	16.251.021	CAD		Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100%	100%
Enel Américas SA	Santiago del Cile	CL	15.799.226.825	USD		Integrale	Enel SpA	82%	82%
Enel Argentina SA	Buenos Aires	AR	2.297.711.908	ARS		Integrale	Enel Américas SA	100%	82%
							Enel Generación Chile SA	0%	
Enel Bella Energy Storage LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100%	100%
Enel Brasil SA	San Paolo	BR	52.037.115.742	BRL		Integrale	Enel Américas SA	100%	82%
							Enel Brasil SA	0%	
Enel Chile SA	Santiago del Cile	CL	3.882.103.470.184	CLP		Integrale	Enel SpA	65%	65%
Enel CIEN SA	Rio de Janeiro	BR	285.044.682	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Enel Colina SA	Santiago del Cile	CL	82.222.000	CLP		Integrale	Enel Chile SA	0%	64%
							Enel Distribución Chile SA	100%	
Enel Colombia SA ESP	Bogotà	CO	655.222.312.800	COP		Integrale	Enel Américas SA	57%	47%
Enel Costa Rica CAM SA	San José	CR	27.500.000	USD		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100%	47%
Enel Distribución Chile SA	Santiago del Cile	CL	177.568.664.063	CLP		Integrale	Enel Chile SA	99%	64%
Enel Energia SpA	Roma	IT	10.000.000	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100%	100%
Enel Energia SA de Cv	Città del Messico	MX	25.000.100	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	100%	100%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	0%	
Enel Energy North America Illinois LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Energy North America LLC	100%	100%
Enel Energy North America Ohio LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Energy North America LLC	100%	100%
Enel Energy North America Pennsylvania LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Energy North America LLC	100%	100%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Energy North America Texas LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Energy North America LLC	100%	100%
Enel Energy North America LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100%	100%
Enel Energy South Africa	Wilmington	ZA	100	ZAR		Integrale	Enel X International Srl	100%	100%
Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	Andover	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
Enel Finance America LLC	Wilmington	US	200.000.000	USD		Integrale	Enel North America Inc.	100%	100%
Enel Finance International NV	Amsterdam	NL	1.478.810.371	EUR		Integrale	Enel Holding Finance Srl	75%	100%
							Enel SpA	25%	
Enel Fortuna SA	Panama City	PA	100.000.000	USD		Integrale	Enel Panamá CAM Srl	50%	24%
Enel Future Project 2020 #1 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Enel Future Project 2020 #10 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Enel Future Project 2020 #11 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Enel Future Project 2020 #12 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Enel Future Project 2020 #13 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Enel Future Project 2020 #14 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Enel Future Project 2020 #15 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Enel Future Project 2020 #16 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Enel Future Project 2020 #17 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Enel Future Project 2020 #18 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Enel Future Project 2020 #19 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Enel Future Project 2020 #2 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Enel Future Project 2020 #20 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Enel Future Project 2020 #3 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Enel Future Project 2020 #4 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Enel Future Project 2020 #5 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Enel Future Project 2020 #6 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Enel Future Project 2020 #7 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Enel Future Project 2020 #8 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Enel Future Project 2020 #9 LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Enel Generación Chile SA	Santiago del Cile	CL	552.777.320.871	CLP		Integrale	Enel Chile SA	94%	61%
Enel Generación El Chocón SA	Buenos Aires	AR	11.401.954.061	ARS		Integrale	Enel Argentina SA	9%	54%
							Hidroinvest SA	59%	
Enel Generación Piura SA	San Miguel	PE	249.202.667	PEN		Held for sale	Enel Perú SAC	96%	79%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Generación SA de Cv	Città del Messico	MX	7.100.100	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	100%	100%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	0%	
Enel Global Services Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel SpA	100%	100%
Enel Global Trading SpA	Roma	IT	90.885.000	EUR		Integrale	Enel SpA	100%	100%
Enel Green Power 25RoseFarms Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Enel Green Power Ables Springs Solar Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Enel Green Power Aroeira 01 SA	Rio de Janeiro	BR	334.518.402	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Aroeira 02 SA	Rio de Janeiro	BR	324.928.400	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Aroeira 03 SA	Rio de Janeiro	BR	324.501.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Aroeira 04 SA	Rio de Janeiro	BR	430.299.146	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Aroeira 05 SA	Rio de Janeiro	BR	284.501.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Aroeira 06 SA	Rio de Janeiro	BR	284.511.002	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Aroeira 07 SA	Rio de Janeiro	BR	323.520.630	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Aroeira 08 SA	Rio de Janeiro	BR	284.501.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Azure Blue Jay Solar Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Enel Green Power Azure Ranchland Holdings LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Enel Green Power AzureRanchII Wind Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Enel Green Power Boa Vista 01 Ltda	Salvador	BR	3.554.607	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Boa Vista Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	104.890.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Enel Green Power Cabeça de Boi SA	Niterói	BR	270.114.539	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Enel Green Power Cachoeira Dourada SA	Cachoeira Dourada	BR	64.339.836	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Cachoeira Dourada SA	0%	
Enel Green Power Canada Inc.	Montreal	CA	85.681.857	CAD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
Enel Green Power Cerrado Solar SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Chile SA	Santiago del Cile	CL	599.261.770	USD		Integrale	Enel Chile SA	100%	65%
							Enel SpA	0%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Cimarron Bend Wind Holdings III LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Enel Green Power Cove Fort Solar LLC	Wilmington	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Enel Green Power Cristal Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	87.784.899	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1%	
Enel Green Power Cumaru 01 SA	Niterói	BR	204.653.591	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Cumaru 02 SA	Niterói	BR	107.601.273	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Cumaru 03 SA	Rio de Janeiro	BR	225.021.296	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Cumaru 04 SA	Rio de Janeiro	BR	100.869.708	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Cumaru 05 SA	Rio de Janeiro	BR	180.208.001	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Cumaru Participações SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Cumaru Solar 01 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Cumaru Solar 02 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Damascena Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	83.709.003	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1%	
Enel Green Power Delfina A Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	284.062.483	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Enel Green Power Delfina B Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	93.068.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Enel Green Power Delfina C Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	31.105.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Enel Green Power Delfina D Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	105.864.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Enel Green Power Delfina E Eólica SA	Niterói	BR	105.936.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	Rio de Janeiro	BR	207.822.302	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Enel Green Power Development Srl	Roma	IT	20.000	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100%	100%
Enel Green Power Diamond Vista Wind Project LLC	Wilmington	US	1	USD		Integrale	Diamond Vista Holdings LLC	100%	100%
Enel Green Power Dois Riachos Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	83.347.009	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Enel Green Power Egypt SAE	Cairo	EG	250.000	EGP		Integrale	Enel Green Power SpA	100%	100%
Enel Green Power El Salvador SA de Cv	El Salvador	SV	22.860	US		Integrale	Enel Américas SA	0%	100%
							Enel Green Power SpA	100%	
Enel Green Power Elkwater Wind Limited Partnership	Alberta	CA	1.000	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc.	1%	100%
							Enel Green Power Canada Inc.	99%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Elmsthorpe Wind LP	Calgary	CA	1.000	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0% 100%	100%
Enel Green Power Emiliana Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	119.791.530	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99% 1%	82%
Enel Green Power España Solar 1 SLU	Madrid	ES	81.106	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	50%	35%
Enel Green Power España SLU	Madrid	ES	11.153	EUR		Integrale	Endesa Generación SAU	100%	70%
Enel Green Power Esperança Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	99.418.174	BR		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99% 1%	82%
Enel Green Power Estonian Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Estonian Solar Holdings LLC	100%	100%
Enel Green Power Fazenda SA	Niterói	BR	264.141.174	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Enel Green Power Fence Post Solar Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Enel Green Power Fontes dos Ventos 2 SA	Rio de Janeiro	BR	133.315.219	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100% 0%	82%
Enel Green Power Fontes dos Ventos 3 SA	Rio de Janeiro	BR	131.001.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100% 0%	82%
Enel Green Power Fontes II Participações SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100% 0%	82%
Enel Green Power Fontes Solar SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100% 0%	82%
Enel Green Power Ganado Solar Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Enel Green Power Germany GmbH	Berlino	DE	25.000	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100%	100%
Enel Green Power Global Investment BV	Amsterdam	NL	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100%	100%
Enel Green Power Gulfstar Solar Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Enel Green Power Hadros Wind Limited Partnership	-	CA	1.000	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	1% 99%	100%
Enel Green Power HF101 GmbH & Co. KG	Berlino	DE	50.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Germany GmbH	100%	100%
Enel Green Power Hilltopper Wind LLC (ex Hilltopper Wind Power LLC)	Dover	US	1	USD		Integrale	Hilltopper Wind Holdings LLC	100%	100%
Enel Green Power Horizonte MP Solar SA	Rio de Janeiro	BR	431.566.053	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda Enel Brasil SA	0% 100%	82%
Enel Green Power India Private Limited	Nuova Delhi	IN	200.000.000	INR		Held for sale	Enel Green Power Development Srl	100%	100%
Enel Green Power Italia Srl	Roma	IT	272.000.000	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100%	100%
Enel Green Power Ituverava Norte Solar SA	Rio de Janeiro	BR	219.806.646	BRL		Integrale	Bondia Energia Ltda Enel Brasil SA	0% 100%	82%
Enel Green Power Ituverava Solar SA	Rio de Janeiro	BR	227.810.333	BRL		Integrale	Bondia Energia Ltda Enel Brasil SA	0% 100%	82%
Enel Green Power Ituverava Sul Solar SA	Rio de Janeiro	BR	408.949.643	BRL		Integrale	Bondia Energia Ltda Enel Brasil SA	0% 100%	82%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Joana Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	90.259.530	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	98%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	2%	
Enel Green Power Kenya Limited	Nairobi	KE	100.000	KES		Integrale	Enel Green Power SpA	99%	100%
							Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	1%	
Enel Green Power Korea LLC	Seoul	KR	8.796.000.000	KRW		Integrale	Enel Green Power SpA	100%	100%
Enel Green Power Lagoa do Sol 01 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 02 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 03 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 04 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 05 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 06 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 07 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 08 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 09 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 10 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 11 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 12 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Lagoa do Sol 13 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Lagoa Participações SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Lagoa II Participações SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Lagoa III Participações SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Lily Solar Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Enel Green Power Maniçoba Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	90.722.530	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Metehara Solar Private Limited Company	-	ET	5.600.000	ETB		Integrale	Enel Green Power Solar Metehara SpA	80%	80%
Enel Green Power México S de RL de Cv	Città del Messico	MX	10.595.218.475	MXN		Integrale	Enel Green Power SpA	100%	100%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	0%	
Enel Green Power MM GmbH & Co. KG	Berlino	DE	50.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Germany GmbH	100%	100%
Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	108.476.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	100.170.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Enel Green Power Morocco Sàrl	Casablanca	MA	839.000.000	MAD		Integrale	Enel Green Power Development Srl	0%	100%
							Enel Green Power SpA	100%	
Enel Green Power Morro do Chapéu I Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	248.138.287	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Enel Green Power Morro do Chapéu Solar 01 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Morro Norte 02 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Morro do Chapéu II Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	206.050.114	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Enel Green Power Morro Norte 03 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Morro Norte 04 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Mourão SA	Rio de Janeiro	BR	25.600.100	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Enel Green Power Namibia (Pty) Ltd	Windhoek	NA	10.000	NAD		Integrale	Enel Green Power SpA	100%	100%
Enel Green Power North America Development LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel North America Inc.	100%	100%
Enel Green Power North America Inc.	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel North America Inc.	100%	100%
Enel Green Power Nova Olinda 01 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Nova Olinda 02 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Nova Olinda 03 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Nova Olinda 04 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Nova Olinda 05 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Nova Olinda 06 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Nova Olinda 07 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Nova Olinda 08 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Nova Olinda 09 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Nova Olinda 10 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Nova Olinda 11 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Nova Olinda 12 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Nova Olinda 13 SA	Rio de Janeiro	BR	10.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Enel Green Power Novo Lapa 01 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Novo Lapa 02 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Novo Lapa 03 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Novo Lapa 04 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Novo Lapa 05 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Novo Lapa 06 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Novo Lapa 07 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Novo Lapa 08 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power O&M Solar LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Enel Green Power Paranapanema SA	Niterói	BR	162.567.500	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100%	100%
Enel Green Power Pau Ferro Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	110.390.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1%	
Enel Green Power Pedra do Gerônimo Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	156.201.528	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	99%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1%	
Enel Green Power PO11 GmbH & Co. KG	Berlino	DE	50.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Germany GmbH	100%	100%
Enel Green Power PO133 GmbH & Co. KG	Berlino	DE	50.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Germany GmbH	100%	100%
Enel Green Power PO25 GmbH & Co. KG	Berlino	DE	50.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Germany GmbH	100%	100%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Primavera Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	95.674.900	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	98%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	2%	
Enel Green Power Puglia Srl	Roma	IT	1.000.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100%	100%
Enel Green Power RA SAE in liquidazione	Cairo	EG	15.000.000	EGP		Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	100%	100%
Enel Green Power Rattlesnake Creek Wind Project LLC (ex Rattlesnake Creek Wind Project LLC)	Delaware	US	1	USD		Integrale	Rattlesnake Creek Holdings LLC	100%	100%
Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings II LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Enel Green Power Roadrunner Solar Project II LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Enel Roadrunner Solar Project Holdings II LLC	100%	100%
Enel Green Power Rockhaven Ranchland Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Enel Green Power Roseland Solar LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	25RoseFarms Holdings LLC	100%	100%
Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000	ZAR		Equity	EGP Matimba NewCo 1 Srl	100%	50%
Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	120	ZAR		Equity	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100%	50%
Enel Green Power Rus Limited Liability Company	Mosca	RU	60.500.000	RUB		Integrale	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	1%	100%
							Enel Green Power SpA	99%	
Enel Green Power SpA	Roma	IT	272.000.000	EUR		Integrale	Enel SpA	100%	100%
Enel Green Power Salto Apiacás SA	Rio de Janeiro	BR	274.420.832	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Enel Green Power Sannio Srl	Roma	IT	750.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100%	100%
Enel Green Power São Abraão Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	91.300.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Enel Green Power São Cirilo 02 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power São Cirilo 03 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power São Gonçalo 02 SA	Teresina	BR	82.268.019	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0%	82%
							Enel Brasil SA	100%	
Enel Green Power São Gonçalo 6 SA	Teresina	BR	183.602.691	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Enel Green Power São Gonçalo 07 SA	Teresina	BR	114.522.005	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power São Gonçalo 08 SA	Teresina	BR	109.281.818	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power São Gonçalo 1 SA	Teresina	BR	235.654.397	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda	0%	82%
							Enel Brasil SA	100%	
Enel Green Power São Gonçalo 10 SA	Teresina	BR	82.871.484	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Enel Green Power São Gonçalo 11 SA	Teresina	BR	114.475.155	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power São Gonçalo 12 SA	Teresina	BR	108.022.915	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100% 0%	82%
Enel Green Power São Gonçalo 14	Teresina	BR	203.190.488	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100% 0%	82%
Enel Green Power São Gonçalo 15	Teresina	BR	158.657.469	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100% 0%	82%
Enel Green Power São Gonçalo 17 SA	Teresina	BR	122.007.043	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100% 0%	82%
Enel Green Power São Gonçalo 18 SA	Teresina	BR	169.039.744	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100% 0%	82%
Enel Green Power São Gonçalo 19 SA	Teresina	BR	122.467.789	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100% 0%	82%
Enel Green Power São Gonçalo 21 SA	Teresina	BR	99.994.198	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda Enel Brasil SA	0% 100%	82%
Enel Green Power São Gonçalo 22 SA	Teresina	BR	99.787.960	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda Enel Brasil SA	0% 100%	82%
Enel Green Power São Gonçalo 3 SA	Teresina	BR	178.124.686	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda Enel Brasil SA	0% 100%	82%
Enel Green Power São Gonçalo 4 SA	Teresina	BR	137.917.258	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda Enel Brasil SA	0% 100%	82%
Enel Green Power São Gonçalo 5 SA	Teresina	BR	98.230.525	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda Enel Brasil SA	0% 100%	82%
Enel Green Power São Judas Eólica SA	Niterói	BR	82.674.900	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	98% 2%	82%
Enel Green Power São Micael 01 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda Enel Brasil SA	0% 100%	82%
Enel Green Power São Micael 02 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda Enel Brasil SA	0% 100%	82%
Enel Green Power São Micael 03 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Alba Energia Ltda Enel Brasil SA	0% 100%	82%
Enel Green Power São Micael 04 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100% 0%	82%
Enel Green Power São Micael 05 SA	Teresina	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	100% 0%	82%
Enel Green Power Services LLC	Wilmington	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
Enel Green Power SHU SAE in liquidazione	Cairo	EG	15.000.000	EGP		Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	100%	100%
Enel Green Power Singapore Pte Ltd	Singapore	SG	8.000.000	SGD		Integrale	Enel Green Power SpA	100%	100%
Enel Green Power Solar Energy Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100%	100%
Enel Green Power Solar Metehara SpA	Roma	IT	50.000	EUR		Integrale	Enel Green Power SpA	100%	100%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Solar Ngonye SpA (ex Enel Green Power Africa Srl)	Roma	IT	50.000	EUR		Integrale	EGP Matimba NewCo 2 Srl	100%	100%
Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000	ZAR		Integrale	Enel Green Power SpA	100%	100%
Enel Green Power South Africa 3 (Pty) Ltd	Gauteng	ZA	1.000	ZAR		Integrale	Enel Green Power SpA	100%	100%
Enel Green Power Stampede Solar Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Enel Green Power Swift Wind LP	Calgary	CA	1.000	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0% 100%	100%
Enel Green Power Tacaicó Eólica SA	Rio de Janeiro	BR	62.321.360	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	98% 2%	82%
Enel Green Power Tefnut SAE in liquidazione	Cairo	EG	15.000.000	EGP		Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	100%	100%
Enel Green Power Turkey Enerjí Yatirimlari Anoním Şírketí	Istanbul	TR	37.141.108	TRY		Integrale	Enel Green Power SpA	100%	100%
Enel Green Power UB33 GmbH & Co. KG	Berlino	DE	75.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Germany GmbH	100%	100%
Enel Green Power UB43 GmbH & Co. KG	Berlino	DE	50.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Germany GmbH	100%	100%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 1 SA	Teresina	BR	127.540.006	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100% 0%	82%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 4 SA	Teresina	BR	110.732.205	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100% 0%	82%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 10 SA	Teresina	BR	132.100.849	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100% 0%	82%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 11 SA	Teresina	BR	142.786.606	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100% 0%	82%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 14 SA	Teresina	BR	208.554.956	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100% 0%	82%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 15 SA	Teresina	BR	135.100.849	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100% 0%	82%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 17 SA	Teresina	BR	162.022.288	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100% 0%	82%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 19 SA	Teresina	BR	105.587.248	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100% 0%	82%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 2 SA	Teresina	BR	202.922.006	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100% 0%	82%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 20 SA	Teresina	BR	102.895.409	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100% 0%	82%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 21 SA	Teresina	BR	97.307.410	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100% 0%	82%
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 3 SA	Teresina	BR	109.786.606	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	100% 0%	82%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 5 SA	Teresina	BR	94.786.606	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	0%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 6 SA	Teresina	BR	93.786.606	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	0%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 7 SA	Teresina	BR	120.482.806	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Ventos de Santa Esperança Energias Renováveis SA	0%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 8 SA	Teresina	BR	132.457.606	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	0%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela 9 SA	Teresina	BR	128.786.606	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	0%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 12 SA	Teresina	BR	130.900.364	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 13 SA	Teresina	BR	77.496.725	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 16 SA	Teresina	BR	89.917.563	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de Santa Ângela ACL 18 SA	Teresina	BR	86.496.703	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 08 SA	Rio de Janeiro	BR	173.154.501	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 1 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 13 SA	Rio de Janeiro	BR	221.832.010	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Ventos de Santa Esperança Energias Renováveis SA	0%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 15 SA	Rio de Janeiro	BR	152.494.014	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Ventos de Santa Esperança Energias Renováveis SA	0%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 16 SA	Rio de Janeiro	BR	252.240.013	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 17 SA	Rio de Janeiro	BR	252.240.013	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Ventos de Santa Esperança Energias Renováveis SA	0%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 21 SA	Rio de Janeiro	BR	276.814.829	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	62%	51%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 22 SA	Rio de Janeiro	BR	124.625.154	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 25 SA	Rio de Janeiro	BR	171.324.008	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 26 SA	Rio de Janeiro	BR	344.251.126	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 3 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 7 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de Santa Esperança Participações SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de Santo Orestes 1 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de Santo Orestes 2 SA	Rio de Janeiro	BR	1.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 01 SA	Teresina	BR	383.436.551	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 02 SA	Teresina	BR	369.758.651	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 03 SA	Teresina	BR	262.576.701	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 04 SA	Teresina	BR	379.980.531	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 05 SA	Teresina	BR	362.501.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 06 SA	Teresina	BR	262.501.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 07 SA	Teresina	BR	262.501.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 08 SA	Teresina	BR	337.473.758	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 11 SA	Teresina	BR	318.740.451	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 13 SA	Teresina	BR	262.501.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 16 SA	Teresina	BR	353.284.551	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 17 SA	Teresina	BR	298.952.101	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 18 SA	Teresina	BR	332.473.759	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 19 SA	Teresina	BR	309.989.707	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 22 SA	Teresina	BR	262.501.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Green Power Ventos de São Roque 26 SA	Teresina	BR	262.501.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Ventos de São Roque 29 SA	Teresina	BR	262.501.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Green Power Verwaltungs GmbH	Berlino	DE	25.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Germany GmbH	100%	100%
Enel Green Power Vietnam LLC (Công ty TNHH Enel Green Power Việt Nam)	Ho Chi Minh City	VN	2.431.933	USD		Integrale	Enel Green Power SpA	100%	100%
Enel Green Power Villoresi Srl	Roma	IT	1.200.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	51%	51%
Enel Green Power Volta Grande SA	Niterói	BR	565.756.528	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Enel Green Power Zambia Limited	Lusaka	ZM	15.000	ZMW		Integrale	Enel Green Power Development Srl	1%	100%
							Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	99%	
Enel Green Power Zeus II - Delfina 8 SA	Rio de Janeiro	BR	77.939.980	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Enel Green Power Zeus Sul 1 Ltda	Rio de Janeiro	BR	6.986.993	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Grids Srl	Roma	IT	10.100.000	EUR		Integrale	Enel SpA	100%	100%
Enel Guatemala SA	Città del Guatemala	GT	67.208.000	GTQ		Integrale	Enel Américas SA	0%	47%
							Enel Colombia SA ESP	100%	
Enel Holding Finance Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel SpA	100%	100%
Enel Iberia SRLU	Madrid	ES	336.142.500	EUR		Integrale	Enel SpA	100%	100%
Enel Innovation Hubs Srl	Roma	IT	1.100.000	EUR		Integrale	Enel SpA	100%	100%
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	NL	1.000.000	EUR		Integrale	Enel SpA	100%	100%
Enel Italia SpA	Roma	IT	100.000.000	EUR		Integrale	Enel SpA	100%	100%
Enel Kansas Development Holdings LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Enel Kansas LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
Enel Land HoldCo LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Enel Libra Flexsys Srl	Roma	IT	1.000.000	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	51%	51%
Enel Logistics Srl	Roma	IT	1.000.000	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100%	100%
Enel Minnesota Holdings LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	EGP Geronimo Holding Company Inc.	100%	100%
Enel Mobility Chile SpA	Santiago del Cile	CL	504.094.780	CLP		Integrale	Enel Chile SA	100%	65%
Enel Nevkan Inc.	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
Enel North America Inc.	Andover	US	50	USD		Integrale	Enel SpA	100%	100%
Enel Operations Canada Ltd	Alberta	CA	1.000	CAD		Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100%	100%
Enel Panamá CAM Srl	Panama City	PA	3.001	USD		Integrale	Enel Américas SA	0%	47%
							Enel Colombia SA ESP	100%	
Enel Perú SAC	San Miguel	PE	1.000	PEN		Integrale	Enel Américas SA	100%	82%
Enel Produzione SpA	Roma	IT	1.800.000.000	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100%	100%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel Reinsurance - Compagnia di Riassicurazione SpA	Roma	IT	3.000.000	EUR		Integrale	Enel SpA	100%	100%
Enel Renovable Srl	Panama City	PA	60.320	USD		Integrale	Enel Colombia SA ESP	1%	47%
							Enel Panamá CAM Srl	99%	
Enel Rinnovabile SA de Cv	Città del Messico	MX	12.645.490.022	MXN		Integrale	Enel Green Power Global Investment BV	100%	100%
							Enel Green Power México S de RL de Cv	0%	
Enel Roadrunner Solar Project Holdings II LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings II LLC	100%	100%
Enel Roadrunner Solar Project Holdings LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power Roadrunner Solar Project Holdings LLC	100%	100%
Enel Services México SA de Cv	Città del Messico	MX	6.339.849	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	46%	100%
							Enel Green Power SpA	54%	
							Enel Guatemala SA	0%	
							Enel Rinnovabile SA de Cv	0%	
Enel Sole Srl	Roma	IT	4.600.000	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100%	100%
Enel Soluções Energéticas Ltda	Rio de Janeiro	BR	42.863.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Enel Texkan Inc.	Wilmington	US	100	USD		Integrale	Chi Power Inc.	100%	100%
Enel Trading Argentina Srl	Buenos Aires	AR	14.012.000	ARS		Integrale	Enel Américas SA	55%	82%
							Enel Argentina SA	45%	
Enel Trading Brasil SA	Rio de Janeiro	BR	54.280.312	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Enel Trading North America LLC	Wilmington	US	10.000.000	USD		Integrale	Enel North America Inc.	100%	100%
Enel Uruguay SA	Montevideo	UY	20.000	UYU		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Enel Vayu (Project 2) Private Limited	Gurugram	IN	45.000.000	INR		Held for sale	Enel Green Power India Private Limited	100%	100%
Enel X Advisory Services Germany GmbH	Francoforte	DE	50.000	EUR		Integrale	Enel X Advisory Services Srl	100%	100%
Enel X Advisory Services Japan GK	Tokyo	JP	100.000.000	JPY		Integrale	Enel X Advisory Services Srl	100%	100%
Enel X Advisory Services North America Inc.	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Advisory Services Srl	100%	100%
Enel X Advisory Services Srl	Roma	IT	-	EUR		Integrale	Enel X Srl	100%	100%
Enel X Advisory Services UK Limited	Londra	GB	30.000	GBP		Integrale	Enel X Advisory Services Srl	100%	100%
Enel X Advisory Services USA LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X Advisory Services North America Inc.	100%	100%
Enel X Argentina SAU	Buenos Aires	AR	127.800.000	ARS		Integrale	Enel X International Srl	100%	100%
Enel X Australia Holding (Pty) Ltd	Melbourne	AU	45.424.578	AUD		Integrale	Enel X International Srl	100%	100%
Enel X Australia (Pty) Ltd	Melbourne	AU	24.209.880	AUD		Integrale	Energy Response Holdings (Pty) Ltd	100%	100%
Enel X Brasil Gerenciamento de Energia Ltda	Sorocaba	BR	5.538.403	BRL		Integrale	Enel X Advisory Services Srl	100%	100%
Enel X Brasil SA	San Paolo	BR	903.325.892	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Enel X Canada Ltd	Mississauga	CA	1.000	CAD		Integrale	Enel North America Inc.	100%	100%
Enel X Chile SpA	Santiago del Cile	CL	2.837.737.149	CLP		Integrale	Enel Chile SA	100%	65%
Enel X Colombia SAS ESP	Bogotà	CO	230.368.000	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100%	47%
Enel X Demand Response SA	San Paolo	BR	2.000.000	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	100%	82%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enel X Demand Response LLC	Boston	US	100	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100%	100%
Enel X Federal LLC	Boston	US	5.000	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100%	100%
Enel X Germany GmbH	Berlino	DE	25.000	EUR		Integrale	Enel X International Srl	100%	100%
Enel X International Srl	Roma	IT	100.000	EUR		Integrale	Enel X Srl	100%	100%
Enel X Ireland Limited	Dublino	IE	10.841	EUR		Integrale	Enel X International Srl	100%	100%
Enel X Italia Srl	Roma	IT	200.000	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100%	100%
Enel X Japan KK	Tokyo	JP	1.030.000.000	JPY		Integrale	Enel X International Srl	100%	100%
Enel X KOMIPO Solar Limited	Seoul	KR	11.054.000.000	KRW		Integrale	Enel X Korea Limited	80%	80%
Enel X Korea Limited	Seoul	KR	11.800.000.000	KRW		Integrale	Enel X International Srl	100%	100%
Enel X México S de RL de Cv	Città del Messico	MX	264.303.595	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel X International Srl	0% 100%	100%
Enel X Mobilidade Urbana SA	San Paolo	BR	163.642.000	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	100%	82%
Enel X New Zealand Limited	Wellington	NZ	313.606	AUD		Integrale	Energy Response Holdings (Pty) Ltd	100%	100%
Enel X North America Inc.	Boston	US	1.000	USD		Integrale	Enel North America Inc.	100%	100%
Enel X Polska Sp. zo o	Varsavia	PL	12.275.150	PLN		Integrale	Enel X Ireland Limited	100%	100%
Enel X Rus LLC	Mosca	RU	8.000.000	RUB		Integrale	Enel X International Srl	99%	99%
Enel X Srl	Roma	IT	1.050.000	EUR		Integrale	Enel SpA	100%	100%
Enel X Services India Private Limited	Mumbai	IN	1.497.290	INR		Integrale	Enel X International Srl Enel X North America Inc.	100% 0%	100%
Enel X Taiwan Co. Ltd	Taipei	TW	271.100.000	TWD		Integrale	Enel X Ireland Limited	100%	100%
Enel X UK Limited	Londra	GB	32.638	GBP		Integrale	Enel X International Srl	100%	100%
Enel X Way (Shanghai) Co. Ltd	Shanghai	CN	14.287.305	CNY		Integrale	Enel X Way Srl	100%	100%
Enel X Way Brasil SA	Rio de Janeiro	BR	37.045.337	BRL		Integrale	Enel Brasil SA Enel X Way Srl	20% 80%	96%
Enel X Way Canada Holding Ltd	Vancouver	CA	-	CAD		Integrale	Enel X Way Srl	100%	100%
Enel X Way Chile SpA	Santiago del Cile	CL	19.329.589.733	CLP		Integrale	Enel Chile SA Enel X Way Srl	62% 38%	78%
Enel X Way Colombia SAS	Bogotà	CO	15.036.000.000	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP Enel X Way Srl	40% 60%	79%
Enel X Way Germany GmbH	Berlino	DE	25.000	EUR		Integrale	Enel X Way Srl	100%	100%
Enel X Way Italia Srl	Roma	IT	5.000.000	EUR		Integrale	Enel X Way Srl	100%	100%
Enel X Way México SA de Cv	Città del Messico	MX	6.479.171	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel X Way Srl	0% 100%	100%
Enel X Way North America Inc.	San Carlos	US	-	USD		Integrale	Enel X Way Srl	100%	100%
Enel X Way Perú SAC	Lima	PE	13.395.500	PEN		Integrale	Enel Perú SAC Enel X Way Srl	20% 80%	96%
Enel X Way Srl	Roma	IT	6.026.000	EUR		Integrale	Enel SpA	100%	100%
Enel X Way USA LLC	San Carlos	US	-	USD		Integrale	Enel X Way North America Inc.	100%	100%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Enelpower Contractor and Development Saudi Arabia Ltd	Riyadh	SA	5.000.000	SAR		Integrale	Enelpower Srl	51%	51%
Enelpower do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	BR	55.449.064	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Enelpower Srl	Milano	IT	2.000.000	EUR		Integrale	Enel SpA	100%	100%
Energía Base Natural SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España Solar 1 SLU	100%	35%
Energía Ceuta XXI Comercializadora de Referencia SAU	Ceuta	ES	65.000	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100%	70%
Energía Eólica Ábrego SLU	Madrid	ES	3.576	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Energía Eólica Galerna SLU	Madrid	ES	3.413	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Energía Eólica Gregal SLU	Madrid	ES	3.250	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Energía Global de México (Enermex) SA de Cv	Città del Messico	MX	50.000	MXN		Integrale	Enel Green Power SpA	99%	99%
Energía Limpia de Amistad SA de Cv	Città del Messico	MX	33.452.769	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	61%	20%
Energía Limpia de Palo Alto SA de Cv	Città del Messico	MX	673.583.489	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	61%	20%
Energía Limpia de Puerto Libertad S de RL de Cv	Città del Messico	MX	2.953.980	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Rinnovabile SA de Cv	0% 100%	100%
Energía Marina SpA	Santiago del Cile	CL	2.404.240.000	CLP		Equity	Enel Green Power Chile SA	25%	16%
Energía Neta Sa Caseta Llucmajor SLU	Palma de Mallorca	ES	9.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España Solar 1 SLU	100%	35%
Energía XXI Comercializadora de Referencia SLU	Madrid	ES	2.000.000	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100%	70%
Energía y Naturaleza SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España Solar 1 SLU	100%	35%
Energías Alternativas del Sur SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	546.919	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	55%	39%
Energías de Aragón I SLU	Saragozza	ES	3.200.000	EUR		Integrale	Endesa SA	100%	70%
Energías de Graus SL	Saragozza	ES	1.298.160	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	67%	47%
Energías Especiales de Careón SA	Santiago de Compostela	ES	270.450	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	97%	68%
Energías Especiales del Alto Ulla SAU	Madrid	ES	9.210.840	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Energías Especiales del Bierzo SA	Torre del Bierzo	ES	1.635.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	50%	35%
Energías Limpias de Carmona SL	Siviglia	ES	5.688	EUR		Equity	Envatios Promoción I SLU Envatios Promoción II SLU Envatios Promoción III SLU	8% 8% 8%	16%
Energías Renovables La Mata SA de Cv	Città del Messico	MX	3.011.133.575	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Rinnovabile SA de Cv	100% 0%	100%
Energie Electrique de Tahaddart SA	Tangeri	MA	306.160.000	MAD		Equity	Endesa Generación SAU	32%	22%
Energotel AS	Bratislava	SK	2.191.200	EUR		-	Slovenské elektrárne AS	20%	7%
Energy Podium Single Member Private Company	Maroussi	GR	4.003	EUR		Equity	Principia Energy Services Single Member SA	100%	50%
Energy Response Holdings (Pty) Ltd	Melbourne	AU	52.128.517	AUD		Integrale	Enel X Australia Holding (Pty) Ltd	100%	100%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
EnergyQ1BESS Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Libra Flexsys Srl	100%	51%
EnerNOC GmbH	Monaco	DE	25.000	EUR		Integrale	Enel X North America Inc.	100%	100%
EnerNOC Ireland Limited	Dublino	IE	10.589	EUR		Integrale	Enel X Ireland Limited	100%	100%
EnerNOC UK II Limited	Londra	GB	21.000	GBP		Integrale	Enel X UK Limited	100%	100%
Enigma Green Power 1 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100%	70%
Entech Utility Service Bureau Inc.	Lutherville	US	1.500	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100%	100%
Envatios Promoción I SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Envatios Promoción II SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Envatios Promoción III SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Envatios Promoción XX SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Eojin Wind Power Co. Ltd	Seoul	KR	301.000.000	KRW		Integrale	Enel Green Power SpA	100%	100%
Eólica Valle del Ebro SA	Saragozza	ES	3.561.343	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	50%	35%
Eólica Zopiloapan SA de Cv	Città del Messico	MX	1.877.201.544	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	57% 43%	100%
Eólicas de Agaete SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	240.400	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	80%	56%
Eólicas de Fuencaliente SA	Las Palmas de Gran Canaria	ES	216.360	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	55%	39%
Eólicas de Fuerteventura AIE	Puerto del Rosario	ES	4.558.427	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	40%	28%
Eólicas de la Patagonia SA	Buenos Aires	AR	480.930	ARS		Equity	Enel Green Power España SLU	50%	35%
Eólicas de Lanzarote SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	1.758.226	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	40%	28%
Eólicas de Tenerife AIE	Santa Cruz de Tenerife	ES	420.708	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	50%	35%
Eólicos de Tirajana SL	Las Palmas de Gran Canaria	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	60%	42%
Epresa Energía SA	Puerto Real	ES	2.500.000	EUR		Equity	Endesa SA	50%	35%
Ermis 2 Energeiaki SA	Grevena	GR	25.000	EUR		Equity	Principia Energy Generation Single Member SA	0%	0%
E-Solar 2 Srl	Roma	IT	2.500	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100%	100%
E-Solar 4 Srl	Roma	IT	2.500	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100%	100%
E-Solar Srl	Roma	IT	2.500	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100%	100%
Essaouira Wind Farm	Casablanca	MA	300.000	MAD		Equity	Nareva Enel Green Power Morocco SA	70%	35%
Estonian Solar Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	EGP Estonian Solar Holdings LLC	100%	100%
Estonian Solar PPA LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	EGP North America PPA LLC	100%	100%
European Energy Exchange AG	Lipsia	DE	40.050.000	EUR		-	Enel Global Trading SpA	2%	2%
EV Gravitational Energy Storage LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Evacuación Carmona 400-220 kV Renovables SL	Siviglia	ES	9.066	EUR		Equity	Envatios Promoción I SLU	3%	7%
							Envatios Promoción II SLU	3%	
							Envatios Promoción III SLU	3%	
Evolution Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Ewiva Srl	Milano	IT	1.000.000	EUR		Equity	Enel X Way Srl	50%	50%
Expedition Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Explorer Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Explotaciones Eólicas de Escucha SA	Saragozza	ES	3.505.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	70%	49%
Explotaciones Eólicas El Puerto SA	Saragozza	ES	3.230.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	74%	52%
Explotaciones Eólicas Santo Domingo de Luna SA	Saragozza	ES	100.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	51%	36%
Explotaciones Eólicas Saso Plano SA	Saragozza	ES	5.488.500	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	65%	46%
Explotaciones Eólicas Sierra Costera SA	Saragozza	ES	8.046.800	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	90%	63%
Explotaciones Eólicas Sierra La Virgen SA	Saragozza	ES	4.200.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	90%	63%
Falls Park Energy Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Farrier Station Energy Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Fayette Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100%	100%
Fazenda Aroeira Empreendimento de Energia Ltda	Rio de Janeiro	BR	2.362.046	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Fence Post Solar Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Green Power Fence Post Solar Holdings LLC	100%	100%
Fence Post Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Fence Post Solar Holdings LLC	100%	100%
Fenner Wind Holdings LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Field Day Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Finocchiara Solar Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100%	100%
Flat Rock Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Flat Rocks Girgarre Cohuna FinCo (Pty) Ltd	Sydney	AU	120	AUD		Equity	Cohuna Solar Trust	33%	50%
							Flat Rocks One Wind Trust	33%	
							Girgarre Solar Trust	33%	
Flat Rocks One Wind Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Potentia Energy (Pty) Ltd	100%	50%
Flat Rocks One Wind Holding Trust	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Potentia Energy Trust	100%	50%
Flat Rocks One Wind (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Flat Rocks One Wind Holding (Pty) Ltd	100%	50%
Flat Rocks One Wind Trust	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Flat Rocks One Wind Holding Trust	100%	50%
Flat Top Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Flint Rock Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Florence Hills LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100%	100%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Flowing Spring Farms LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100%	100%
Fontibón ZE SAS	Bogotà	CO	434.359.750	COP		Equity	Bogotá ZE SAS	100%	9%
Fótons de Santo Anchieta Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	577.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Fotovoltaica Yunclillos SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España Solar 1 SLU	100%	35%
Fourmile Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Fox Run Energy Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Franklintown Farm LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100%	100%
Freedom Energy Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100%	100%
French Quarter Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Front Marítim del Besòs SL	Barcellona	ES	9.000	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	61%	43%
Frontiersman Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
FRV Corchitos I SLU	Madrid	ES	75.800	EUR		Integrale	Enel Green Power España Solar 1 SLU	100%	35%
FRV Corchitos II Solar SLU	Madrid	ES	22.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
FRV Gibalbín - Jerez SLU	Madrid	ES	23.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
FRV Tarifa SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
FRV Villalobillos SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
FRV Zamora Solar 1 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
FRV Zamora Solar 3 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
FRWF Stage 1 (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Potentia Energy Group (Pty) Ltd	100%	50%
Fundamental Recognized Systems SLU	Andorra	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Furatena Solar 1 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España Solar 1 SLU	100%	35%
FV Andrea Solar SLU	Madrid	ES	3.006	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
FV Campos Solar SLU	Madrid	ES	3.006	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
FV La Cerca SLU	Madrid	ES	3.006	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
FV Menaute SLU	Madrid	ES	3.006	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
FV Santa María SLU	Madrid	ES	3.006	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Ganado Solar Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Green Power Ganado Solar Holdings LLC	100%	100%
Ganado Solar LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Ganado Solar Holdings LLC	100%	100%
Ganado Storage LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Garob Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	100	ZAR		Equity	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	55%	28%
Gas y Electricidad Generación SAU	Palma de Mallorca	ES	213.775.700	EUR		Integrale	Endesa Generación SAU	100%	70%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Gauley Hydro LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	GRPP Holdings LLC	100%	50%
Gauley River Management LLC	Willison	US	1	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
Generadora de Occidente SA	Città del Guatemala	GT	16.262.000	GTQ		Integrale	Enel Colombia SA ESP	99%	47%
							Enel Guatemala SA	1%	
Generadora Montecristo SA	Città del Guatemala	GT	3.820.000	GTQ		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100%	47%
							Enel Guatemala SA	0%	
Generadora Solar Austral SA	Panama City	PA	10.000	USD		Integrale	Enel Panamá CAM Srl	100%	47%
Generadora Solar de Occidente SA	Panama City	PA	10.000	USD		Integrale	Enel Panamá CAM Srl	100%	47%
Generadora Solar El Puerto SA	Panama City	PA	10.000	USD		Integrale	Enel Panamá CAM Srl	100%	47%
Geotérmica del Norte SA	Santiago del Cile	CL	326.577.419.702	CLP		Integrale	Enel Green Power Chile SA	85%	55%
Gibson Bay Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	60%	60%
Girgarre Solar Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Potentia Energy (Pty) Ltd	100%	50%
Girgarre Solar Holding Trust	Sydney	AU	10	AUD		Equity	Potentia Energy Trust	100%	50%
Girgarre Solar (Pty) Ltd	Sydney	AU	-	AUD		Equity	Girgarre Solar Holding (Pty) Ltd	100%	50%
Girgarre Solar Trust	Sydney	AU	10	AUD		Equity	Girgarre Solar Holding Trust	100%	50%
Glass Top Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Global Commodities Holdings Limited	Londra	GB	4.042.375	GBP		-	Enel Global Trading SpA	5%	5%
Globyte SA	San José	CR	910.000	CRC		-	Enel Costa Rica CAM SA	10%	5%
Gloucester Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100%	100%
GNL Chile SA	Santiago del Cile	CL	3.026.160	USD		Equity	Enel Generación Chile SA	33%	20%
Golden Terrace Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Goodwell Wind Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	Origin Goodwell Holdings LLC	100%	10%
Goose Foot Energy Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Gooseneck Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Gorona del Viento El Hierro SA	Valverde	ES	30.936.736	EUR		Equity	Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	23%	16%
Grand Prairie Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Gridspertise Iberia SL	Madrid	ES	3.000	EUR		Equity	Gridspertise Srl	100%	50%
Gridspertise India Private Limited	Gurugram	IN	19.759.130	INR		Equity	Gridspertise Srl	100%	50%
Gridspertise Latam SA	San Paolo	BR	2.010.000	BRL		Equity	Enel Brasil SA	0%	50%
							Gridspertise Srl	100%	
Gridspertise Srl	Roma	IT	7.500.000	EUR		Equity	Enel Grids Srl	50%	50%
Gridspertise LLC	Dover	US	160.000	USD		Equity	Gridspertise Srl	100%	50%
GRPP Holdings LLC	Andover	US	2	USD		Equity	EGPNA REP Holdings LLC	50%	50%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Guayepo Solar III SAS ESP	Bogotà	CO	1.000.000	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100%	47%
Guayepo Solar SAS	Bogotà	CO	1.000.000	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100%	47%
Guir Wind Farm	Casablanca	MA	10.000	MAD		Integrale	Enel Green Power Morocco Sàrl	100%	100%
GulfStar Power LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Gulfstar Solar Holdings LLC	100%	100%
Gulfstar Solar Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Green Power Gulfstar Solar Holdings LLC	100%	100%
Gusty Hill Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Hadley Ridge LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100%	100%
Hamilton County Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Hamlet Mill Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Hansborough Valley Solar Project LLC	-	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Harmony Plains Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100%	100%
Harrogate BESS Holding (Pty) Ltd	Barangaroo	AU	100	AUD		Equity	Potentia Energy (Pty) Ltd	100%	50%
Harrogate BESS Holding Trust	Barangaroo	AU	100	AUD		Equity	Potentia Energy Trust	100%	50%
Harrogate BESS (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Harrogate BESS Holding (Pty) Ltd	100%	50%
Harrogate BESS Trust	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Harrogate BESS Holding Trust	100%	50%
Hastings Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100%	74%
Heartland Farms Wind Project LLC	Wilmington	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Heywood BESS Holding (Pty) Ltd	Barangaroo	AU	100	AUD		Equity	Potentia Energy (Pty) Ltd	100%	50%
Heywood BESS Holding Trust	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Potentia Energy Trust	100%	50%
Heywood BESS (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Heywood BESS Holding (Pty) Ltd	100%	50%
Heywood BESS Trust	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Heywood BESS Holding Trust	100%	50%
Hidroeléctrica de Catalunya SLU	Barcellona	ES	126.210	EUR		Integrale	Endesa SA	100%	70%
Hidroeléctrica de Ourol SL	La Coruña	ES	1.608.200	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	30%	21%
Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	Colima	MX	30.889.736.000	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Rinnovabile SA de Cv	100% 0%	100%
Hidroflamicell SL	Barcellona	ES	78.120	EUR		Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SLU	75%	53%
Hidroinvest SA	Buenos Aires	AR	55.312.093	ARS		Integrale	Enel Américas SA Enel Argentina SA	42% 55%	80%
HIF H2 SpA	Santiago del Cile	CL	6.303.000	USD		Equity	Enel Green Power Chile SA	50%	32%
High Chaparral Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
High Lonesome Storage LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
High Lonesome Wind Holdings LLC	Wilmington	US	100	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
High Lonesome Wind Power LLC	Boston	US	100	USD		Integrale	High Lonesome Wind Holdings LLC	100%	100%
High Noon Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Hilltopper Wind Holdings LLC	Wilmington	US	1.000	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Hispano Generación de Energía Solar SL	Jerez de los Caballeros	ES	3.500	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	51%	36%
Honey Stone Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Honeybee Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Honeywine Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Hope Creek LLC	Crestview	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100%	100%
Hope Ridge Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Horse Run Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100%	100%
Horse Wrangler Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Hubject eRoaming Technology (Shanghai) Co. Ltd	Shangai	CN	12.668.016	CNY		-	Hubject GmbH	100%	13%
Hubject Financial Services GmbH	Berlino	DE	25.000	EUR		-	Hubject GmbH	100%	13%
Hubject GmbH	Berlino	DE	65.943	EUR		-	Enel X Way Srl	13%	13%
Hubject Inc.	Santa Monica	US	100.000	USD		-	Hubject GmbH	100%	13%
Ice Fotovoltaicos Villameca SL	Madrid	ES	3.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	50%	35%
Idalia Park Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Idrosicilia SpA	Milano	IT	22.520.000	EUR		Equity	Enel SpA	1%	1%
IIK Energía de Dzemul SA de Cv	Città del Messico	MX	6.204.259	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	0%	100%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	100%	
Ilary Energia Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Libra Flexsys Srl	100%	51%
Impofu Cluster Investment SPV (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	ZA	2.000.000	ZAR		Equity	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	51%	25%
Infraestructura de Evacuación Peñaflor 220 kV SL	Madrid	ES	3.500	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	41%	29%
Infraestructuras Palos 220 SL	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Puerto Santa María Energía I SLU	50%	70%
							Puerto Santa María Energía II SLU	50%	
Infraestructuras San Serván 220 SL	Madrid	ES	12.000	EUR		Equity	Enel Green Power España Solar 1 SLU	31%	11%
Infraestructuras San Serván Set 400 SL	Madrid	ES	90.000	EUR		Equity	Aranort Desarrollos SLU	6%	7%
							Baylio Solar SLU	6%	
							Furatena Solar 1 SLU	6%	
Ingwe Solar Power Plant (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	ZA	1.000	ZAR		Integrale	Enel Green Power SpA	100%	100%
Inkolan Información y Coordinación de Obras AIE	Bilbao	ES	84.142	EUR		-	Edistribución Redes Digitales SLU	14%	10%
Instalaciones San Serván II 400 SL	Madrid	ES	11.026	EUR		Equity	Aranort Desarrollos SLU	8%	8%
							Baylio Solar SLU	8%	
							Furatena Solar 1 SLU	8%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
International Multimedia University Srl in fallimento	-	IT	24.000	EUR		-	Enel Italia SpA	13%	13%
Ipsomata DPGU Single Member Private Company	Maroussi	GR	30.000	EUR		Equity	Principia Energy Services Single Member SA	100%	50%
Iris Bloom Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Iron Belt Energy Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Iron Bull Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Irradiance Draw Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Isamu Ikeda Energia SA	Niterói	BR	31.753.476	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Italgest Energy (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	100%	100%
Jack River LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100%	100%
Jackrabbit Energy Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Jade Energia Ltda	Rio de Janeiro	BR	7.283.953	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Jamboree Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Jessica Mills LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100%	100%
Julep Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Julia Hills LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100%	100%
Junia Insurance Srl	Mosciano Sant'Angelo	IT	10.000	EUR		Equity	Mooney Group SpA	100%	50%
Juniper Canyon Energy Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Keeneys Creek Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100%	100%
Ken Renewables India Private Limited	Gurugram	IN	12.100.000	INR		Held for sale	Enel Green Power India Private Limited	100%	100%
King Branch Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100%	100%
Kingston Energy Storage LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100%	100%
Kino Contractor SA de Cv	Città del Messico	MX	1.000.100	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Rinnovabile SA de Cv	100% 0%	100%
Knickerbocker Energy Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Kokkinari DPGU Single Member Private Company	Maroussi	GR	41.000	EUR		Equity	Principia Energy Services Single Member SA	100%	50%
Korea Line Corporation	Seoul	KR	122.132.520.000	KRW		-	Enel Global Trading SpA	0%	0%
Koukos Energy Single Member Private Company	Maroussi	GR	4.006	EUR		Equity	Principia Energy Services Single Member SA	100%	50%
Kromschroeder SA	L'Hospitalet de Llobregat	ES	627.126	EUR		Equity	Endesa Medios y Sistemas SLU	29%	21%
Kutlwano Solar Power Plant (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	ZA	1.000	ZAR		Integrale	Enel Green Power SpA	100%	100%
Lake Emily Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100%	74%
Lake Pulaski Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100%	74%
Land Run Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Land Run Wind Project LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Sundance Wind Project LLC	100%	100%
Lantana Springs Hydrogen Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Lantern Trail Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Lariat Energy Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Lasso Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Latam Solar Energías Renovables SAS	Bogotà	CO	8.000.000	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100%	47%
Latam Solar Fotovoltaica Fundación SAS	Bogotà	CO	8.000.000	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100%	47%
Latam Solar Fotovoltaica Sahagun SAS	Bogotà	CO	8.000.000	COP		Integrale	Enel Colombia SA ESP	100%	47%
Lathrop Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100%	100%
Laural Grove Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Lawrence Creek Solar LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100%	74%
Lebanon Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100%	100%
Legacy Blossom Storage Project Limited Partnership	Calgary	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Storage Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0% 100%	100%
Lemonade Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Lerato Solar Power Plant (RF) (Pty) Ltd	Gauteng	ZA	1.000	ZAR		Integrale	Enel Green Power SpA	100%	100%
Liberty Energy Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100%	100%
Light Cirrus Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Lily Solar Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Green Power Lily Solar Holdings LLC	100%	100%
Lily Solar LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Lily Solar Holdings LLC	100%	100%
Lindahl Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	EGPNA Preferred Wind Holdings LLC	100%	100%
Lindahl Wind Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Lindahl Wind Holdings LLC	100%	100%
Little Elk Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Little Elk Wind Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Little Elk Wind Holdings LLC	100%	100%
Little Salt Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Litus Energy Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100%	100%
Loira de Logística 10 SL (Sociedad Unipersonal)	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100%	70%
Loira de Logística 2 SL (Sociedad Unipersonal)	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100%	70%
Loira de Logística 3 SL (Sociedad Unipersonal)	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100%	70%
Loira de Logística 4 SL (Sociedad Unipersonal)	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100%	70%
Loira de Logística 5 SL (Sociedad Unipersonal)	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100%	70%
Loira de Logística 6 SL (Sociedad Unipersonal)	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100%	70%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Loira de Logística 7 SL (Sociedad Unipersonal)	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100%	70%
Loira de Logística 8 SL (Sociedad Unipersonal)	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100%	70%
Loira de Logística 9 SL (Sociedad Unipersonal)	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100%	70%
Loira de Logística SL (Sociedad Unipersonal)	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Endesa Energía SAU	100%	70%
Lone Pine Wind Inc.	Alberta	CA	-	CAD		-	Enel Green Power Canada Inc.	10%	10%
Lone Pine Wind Project LP	Alberta	CA	-	CAD		Equity	Enel Green Power Canada Inc.	10%	10%
Lucas Sostenible SL	Madrid	ES	1.099.775	EUR		Equity	Enel Green Power España Solar 1 SLU	35%	12%
Luminary Highlands Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Luz de Alagoinhas SA	Alagoinhas	BR	9.350.000	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	80%	66%
Luz de Angra Energia SA	Rio de Janeiro	BR	14.304.790	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	51%	42%
Luz de Caruaru Energia SA	Rio de Janeiro	BR	21.027.600	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	51%	42%
Luz de Cataguases SA	Cataguases	BR	4.800.000	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	60%	49%
Luz de Caxias do Sul SA	Rio de Janeiro	BR	31.017.000	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	80%	66%
Luz de Itanhaém SA	Itanhaém	BR	22.700.000	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	60%	49%
Luz de Jaboatão Energia SA	Rio de Janeiro	BR	21.114.200	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	51%	42%
Luz de Macapá Energia SA	Rio de Janeiro	BR	24.338.000	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	51%	42%
Luz de Maringá SA	Rio de Janeiro	BR	35.109.625	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	80%	66%
Luz de Ponta Grossa SA	Rio de Janeiro	BR	17.889.000	BRL		Integrale	Enel X Brasil SA	80%	66%
Libyan Italian Joint Company - Azienda Libico-Italiana (A.L.I)	Tripoli	LY	1.350.000	EUR		-	Enelpower Srl	0%	0%
Maicor Wind Srl	Roma	IT	20.850.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100%	100%
Mansar Renewable Energy Private Limited	Gurgaon	IN	100.000	INR		Held for sale	Enel Green Power India Private Limited	100%	100%
Maple Run Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
María Renovables SL	Saragozza	ES	3.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	45%	32%
Marshoy Energy Advisory Services Private Limited	Mumbai	IN	313.709.000	INR		Integrale	Enel X Advisory Services Srl	100%	100%
							Enel X Advisory Services UK Limited	0%	
Marte Srl	Roma	IT	6.100.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100%	100%
Marudhar Wind Energy Private Limited	Gurugram	IN	100.000	INR		Held for sale	Enel Green Power India Private Limited	100%	100%
Más Energía S de RL de Cv	Città del Messico	MX	61.873.926	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	67%	100%
							Enel Rinnovabile SA de Cv	33%	
Mason Jar Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Mason Mountain Wind Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Padoma Wind Power LLC	100%	100%
Matrigenix (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	100%	100%
Maty Energia Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100%	100%
McBride Wind Project LLC	Wilmington	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Merit Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Metro Wind LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100%	100%
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro S de RL de Cv	Città del Messico	MX	181.726.501	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	100%	100%
Mibgas SA	Madrid	ES	3.000.000	EUR		-	Endesa SA	1%	1%
Midelt Wind Farm SA	Casablanca	MA	145.000.000	MAD		Equity	Nareva Enel Green Power Morocco SA	70%	35%
Millstone Junction Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Minglanilla Renovables 400 kV AIE	Valencia	ES	-	EUR		Proporzionale	Energía Base Natural SLU	5%	22%
							Energía Eólica Ábrego SLU	8%	
							Energía Eólica Galerna SLU	9%	
							Energía Eólica Gregal SLU	9%	
							Energía y Naturaleza SLU	5%	
Minicentrales Acequia Cinco Villas AIE	Ejea de Los Caballeros	ES	3.346.993	EUR		-	Enel Green Power España SLU	5%	4%
Minicentrales del Canal de Las Bárdenas AIE	Ejea de Los Caballeros	ES	1.202.000	EUR		-	Enel Green Power España SLU	15%	11%
Minicentrales del Canal Imperial-Gallur SL	Saragozza	ES	1.820.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	37%	26%
Mira Energy (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	100	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	100%	100%
MO Land Holdings 1358 LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Mologa BESS Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Potentia Energy (Pty) Ltd	100%	50%
Mologa BESS Holding Trust	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Potentia Energy Trust	100%	50%
Mologa BESS (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Mologa BESS Holding (Pty) Ltd	100%	50%
Mologa BESS Trust	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Mologa BESS Holding Trust	100%	50%
Monte Reina Renovables SL	Madrid	ES	4.000	EUR		Equity	FRV Zamora Solar 1 SLU	21%	14%
Montrose Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100%	74%
Moonbeam Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Mooney Group SpA	Milano	IT	10.050.000	EUR		Equity	Enel X Srl	50%	50%
Mooney SpA	Milano	IT	87.833.331	EUR		Equity	Mooney Group SpA	100%	50%
Mooney Servizi SpA	Milano	IT	8.549.999	EUR		Equity	Mooney Group SpA	100%	50%
Morgan Branch Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100%	100%
Morning Light Energy Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Mountrail Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Mucho Viento Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Mule Bit Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Muskegon County Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Muskegon Green Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Mustang Run Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
myCicero Srl	Senigallia	IT	1.142.857	EUR		Equity	Mooney Servizi SpA	30%	39%
							Pluservice Srl	70%	
Nabb Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100%	100%
Napolean Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Nareva Enel Green Power Morocco SA	Casablanca	MA	98.750.000	MAD		Equity	Enel Green Power Morocco Sàrl	50%	50%
Neugemacht GmbH	Francoforte	DE	25.000	EUR		Equity	Gridspertise Srl	51%	26%
Nevkan Renewables LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Nevkan Inc.	100%	100%
New York Distributed Storage Projects LLC	Boston	US	-	USD		Integrale	Enel X North America Inc.	100%	100%
Ngonye Power Company Limited	Lusaka	ZM	10	ZMW		Integrale	Enel Green Power Solar Ngonye SpA (ex Enel Green Power Africa Srl)	80%	80%
Nojoli Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	60%	60%
North English Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
North Rock Wind LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Northland Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Northstar Wind Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Northwest Hydro LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Chi West LLC	100%	100%
Notch Butte Hydro Company Inc.	Wilmington	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
Novolitio Recuperación de Baterías SL	Ponferrada	ES	180.000	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	45%	32%
Nuclenor SA	Valle de Tobalina	ES	5.406.000	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	50%	35%
Nuove Energie Srl	Porto Empedocle	IT	5.204.029	EUR		Integrale	Enel Global Trading SpA	100%	100%
Nxuba Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000	ZAR		Equity	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	51%	26%
Ochrana A Bezpecnost Se Sro	Kalná Nad Hronom	SK	33.194	EUR		Equity	Slovenské elektrárne AS	100%	33%
Olathe Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100%	100%
Old Sport Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Olivum PV Farm 01 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España Solar 1 SLU	100%	35%
OMIP - Operador do Mercado Ibérico (Portugal) SGPS SA	Lisbona	PT	2.610.000	EUR		-	Endesa Generación Portugal SA	5%	4%
Open Range Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español SA	Madrid	ES	1.999.998	EUR		-	Endesa SA	5%	4%
Operadora Distrital de Transporte SAS	Bogotà	CO	12.500.000.000	COP		Equity	Enel Colombia SA ESP	20%	9%
Orchid Acres Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Origin Goodwell Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	EGPNA Wind Holdings 1 LLC	100%	10%
Origin Wind Energy LLC	Wilmington	US	-	USD		Equity	Origin Goodwell Holdings LLC	100%	10%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Osage Wind Holdings LLC	Wilmington	US	100	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Osage Wind LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Osage Wind Holdings LLC	100%	100%
Oxagesa AIE in liquidazione	Alcañiz	ES	6.010	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	33%	23%
Oyster Bay Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000	ZAR		Equity	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	55%	28%
Padoma Wind Power LLC	Elida	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
Painted Rose Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Paliolivada Storage Single Member SA	Maroussi	GR	174.001	EUR		Equity	Principia Energy Services Single Member SA	100%	50%
Palo Alto Farms Wind Project LLC	Dallas	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Pampinus PV Farm 01 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Paradise Creek Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Paravento SL	Paradela	ES	3.006	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	90%	63%
Parc Eòlic La Tossa-La Mola d'en Pascual SL	Madrid	ES	1.183.100	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	30%	21%
Parc Eòlic Los Aligars SL	Madrid	ES	1.313.100	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	30%	21%
Parco Eolico Monti Sicani Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100%	100%
Parque Amistad II SA de Cv	Città del Messico	MX	2.589.177.005	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Rinnovabile SA de Cv	1% 100%	100%
Parque Amistad III SA de Cv	Città del Messico	MX	1.706.287.200	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Rinnovabile SA de Cv	1% 100%	100%
Parque Amistad IV SA de Cv	Città del Messico	MX	2.728.499.160	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Rinnovabile SA de Cv	1% 100%	100%
Parque Eólico A Capelada SLU	Santiago de Compostela	ES	5.857.704	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Parque Eólico Belmonte SA	Madrid	ES	120.400	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	50%	35%
Parque Eólico BR-1 SA de Cv	Città del Messico	MX	50.000	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Rinnovabile SA de Cv	0% 100%	25%
Parque Eólico Carretera de Arinaga SA	Las Palmas de Gran Canaria	ES	1.007.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	80%	56%
Parque Eólico de Barbanza SA	Santiago de Compostela	ES	3.606.073	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	75%	53%
Parque Eólico de San Andrés SA	Santiago de Compostela	ES	552.920	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	82%	57%
Parque Eólico de Santa Lucía SA	Las Palmas de Gran Canaria	ES	901.500	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU Parque Eólico de Santa Lucía SA	66% 1%	47%
Parque Eólico Finca de Mogán SA	Santa Cruz de Tenerife	ES	3.810.340	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	90%	63%
Parque Eólico Montes de Las Navas SA	Madrid	ES	6.540.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	76%	53%
Parque Eólico Muniesa SLU	Madrid	ES	3.006	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Parque Eólico Palmas dos Ventos Ltda	Salvador	BR	4.096.626	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0%	
Parque Eólico Pampa SA	Buenos Aires	AR	477.139.364	ARS		Integrale	Enel Green Power SpA	100%	100%
Parque Eólico Punta de Teno SA	Santa Cruz de Tenerife	ES	528.880	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	52%	36%
Parque Eólico Sierra del Madero SA	Madrid	ES	7.193.970	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	58%	41%
Parque Salitrillos SA de Cv	Città del Messico	MX	100	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	61%	20%
Parque Solar Cauchari IV SAU	San Salvador de Jujuy	AR	500.000	ARS		Integrale	Enel Américas SA	100%	82%
Parque Solar Don José SA de Cv	Città del Messico	MX	100	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	61%	20%
Parque Solar Villanueva Tres SA de Cv	Città del Messico	MX	306.024.631	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	61%	20%
Parque Talinay Oriente SA	Santiago del Cile	CL	66.092.165.174	CLP		Integrale	Enel Green Power Chile SA	61%	79%
							Enel Green Power SpA	39%	
Pastis - Centro Nazionale per la ricerca e lo sviluppo dei materiali SCPA in liquidazione	Brindisi	IT	2.065.000	EUR		-	Enel Italia SpA	1%	1%
Paynesville Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100%	74%
PDP Technologies Ltd	Kfar Saba	IL	1.129.252	ILS		-	Enel Grids Srl	5%	5%
Pearl Star Wind Limited Partnership	Calgary	CA	100	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc.	0%	100%
							Enel Green Power Canada Inc.	100%	
Pebble Stream Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Peel Valley Solar Farm (Pty) Ltd	Sydney	AU	10	AUD		Equity	Potentia Energy Group (Pty) Ltd	100%	50%
Peel Valley Solar Hybrid Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Potentia Energy (Pty) Ltd	100%	50%
Peel Valley Solar Hybrid Holding Trust	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Potentia Energy Trust	100%	50%
Peel Valley Solar Hybrid (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Peel Valley Solar Hybrid Holding (Pty) Ltd	100%	50%
Pegop - Energia Eléctrica SA	Pego	PT	50.000	EUR		Equity	Endesa Generación Portugal SA	0%	35%
							Endesa Generación SAU	50%	
PH Chucás SA	San José	CR	100.000	CRC		Integrale	Enel Costa Rica CAM SA	65%	31%
PH Don Pedro SA	San José	CR	100.001	CRC		Integrale	Enel Costa Rica CAM SA	33%	19%
							Globyte SA	67%	
PH Río Volcán SA	San José	CR	100.001	CRC		Integrale	Enel Costa Rica CAM SA	34%	19%
							Globyte SA	66%	
Piebald Hill Energy Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Pike Den Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Pilesgrove Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100%	100%
Pincher Creek LP	Alberta	CA	-	CAD		Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	51%	51%
							Pincher Creek Management Inc.	1%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Pincher Creek Management Inc.	Calgary	CA	100	CAD		Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	51%	51%
Pine Bluff Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Pine Island Distributed Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100%	74%
Playa Flat Energy Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Pluservice Srl	Senigallia	IT	450.000	EUR		Equity	Mooney Servizi SpA	70%	35%
Point Bar Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Point Rider Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Polka Dot Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Pomerado Energy Storage LLC	Wilmington	US	1	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100%	100%
Potentia Energy Group (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Enel Green Power SpA	50%	50%
Potentia Energy Markets (Pty) Ltd	Melbourne	AU	2	AUD		Equity	Potentia Energy Group (Pty) Ltd	100%	50%
Potentia Energy (Pty) Ltd	Sydney	AU	10.000	AUD		Equity	Potentia Energy Group (Pty) Ltd	100%	50%
Potentia Energy Retail (Pty) Ltd	Sydney	AU	200.100	AUD		Equity	Potentia Energy Group (Pty) Ltd	100%	50%
Potentia Energy Ridgey Creek BESS (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Ridgey Creek BESS Holding (Pty) Ltd	100%	50%
Potentia Energy Trust	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Enel Green Power SpA	50%	50%
PowerCrop Macchiareddu Srl	Russi	IT	100.000	EUR		Equity	PowerCrop SpA (ex PowerCrop Srl)	100%	50%
PowerCrop Russi Srl	Russi	IT	100.000	EUR		Equity	PowerCrop SpA (ex PowerCrop Srl)	100%	50%
PowerCrop SpA (ex PowerCrop Srl)	Russi	IT	4.000.000	EUR		Equity	Enel Green Power Italia Srl	50%	50%
Prairie Rose Transmission LLC	Minneapolis	US	-	USD		Equity	Prairie Rose Wind LLC	100%	10%
Prairie Rose Wind LLC	Albany	US	-	USD		Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100%	10%
Primavera Energia SA	Niterói	BR	36.965.445	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Principia Energy 1 Single Member PC	Maroussi	GR	2.000	EUR		Equity	Principia Energy Services Single Member SA	100%	50%
Principia Energy 2 Single Member PC	Maroussi	GR	2.000	EUR		Equity	Principia Energy Services Single Member SA	100%	50%
Principia Energy 3 Single Member PC	Maroussi	GR	2.000	EUR		Equity	Principia Energy Services Single Member SA	100%	50%
Principia Energy 4 Single Member PC	Maroussi	GR	2.000	EUR		Equity	Principia Energy Services Single Member SA	100%	50%
Principia Energy 5 Single Member PC	Maroussi	GR	2.000	EUR		Equity	Principia Energy Services Single Member SA	100%	50%
Principia Energy Generation Single Member SA	Maroussi	GR	473.335.000	EUR		Equity	Principia Energy SA	100%	50%
Principia Energy Services Single Member SA	Maroussi	GR	28.737.920	EUR		Equity	Principia Energy SA	100%	50%
Principia Energy SA	Maroussi	GR	498.160.086	EUR		Equity	Enel Green Power SpA	50%	50%
Principia Energy South Evia Single Member SA	Maroussi	GR	100.669.641	EUR		Equity	Principia Energy Generation Single Member SA	100%	50%
Productive Solar Systems SLU	Andorra	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Productora de Energías SA	Barcellona	ES	60.101	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	30%	21%
Productora Eléctrica Urgellenca SA	La Seu d'Urgell	ES	8.400.000	EUR		-	Endesa SA	8%	6%
Promociones Energéticas del Bierzo SLU	Madrid	ES	12.020	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Promotores Mudéjar 400 kV SL	Saragozza	ES	3.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	25%	24%
							Renovables La Pedrera SLU	7%	
							Renovables Mediavilla SLU	6%	
Proveedora de Electricidad de Occidente S de RL de Cv	Città del Messico	MX	89.706.035	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	100%	100%
Proyectos Universitarios de Energías Renovables SL	Alicante	ES	27.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	33%	23%
Proyectos y Soluciones Renovables SAC	San Miguel	PE	12.528.789	PEN		Integrale	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	100%	100%
							Enel Perú SAC	0%	
PSG Energy Private Limited	-	IN	100.000	INR		Held for sale	Enel Green Power India Private Limited	100%	100%
PT Enel Green Power Optima Way Ratai	Jakarta	ID	10.002.740	USD		Integrale	Enel Green Power SpA	90%	90%
Puerto Santa María Energía I SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Puerto Santa María Energía II SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Pulida Energy (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	53%	53%
Pumpkin Vine Wind Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
QPSF (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Potentia Energy Trust	100%	50%
Quatiara Energia SA	Niterói	BR	24.144.119	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Queens Energy Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100%	100%
Quorn Park FinCo (Pty) Ltd	Barangaroo	AU	100	AUD		Equity	Quorn Park Solar Hybrid Trust	100%	50%
Quorn Park Solar Hybrid Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Potentia Energy (Pty) Ltd	100%	50%
Quorn Park Solar Hybrid Holding Trust	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Potentia Energy Trust	100%	50%
Quorn Park Solar Hybrid (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Quorn Park Solar Hybrid Holding (Pty) Ltd	100%	50%
Quorn Park Solar Hybrid Trust	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Quorn Park Solar Hybrid Holding Trust	100%	50%
Raleigh Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100%	100%
Ranchland Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Ranchland Wind Holdings LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Ranchland Wind Project II LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	AzureRanchII Wind Holdings LLC	100%	100%
Ranchland Wind Project PPA LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	EGP North America PPA LLC	100%	100%
Ranchland Wind Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Rockhaven Ranchland Holdings LLC	100%	100%
Ranchland Wind Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Rattlesnake Creek Holdings LLC	Delaware	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Rausch Creek Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Razorback Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
RC Wind Srl	Milano	IT	10.000	EUR		-	Enel Green Power Italia Srl	1%	1%
RE Arroyo LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Reaktortest Sro	Trnava	SK	66.389	EUR		-	Slovenské elektrárne AS	49%	16%
Rebuilding Agente Rehabilitador SL	Madrid	ES	250.000	EUR		Equity	Endesa Energía SAU	50%	35%
Red Cap Impofu (Pty) Ltd	Sandton	ZA	120.000	ZAR		Equity	Impofu Cluster Investment SPV (RF) (Pty) Ltd	100%	25%
Red Cap Impofu East (Pty) Ltd	Gauteng	ZA	35.059.068	ZAR		Equity	Impofu Cluster Investment SPV (RF) (Pty) Ltd	100%	25%
Red Cap Impofu West (Pty) Ltd	Gauteng	ZA	10.000	ZAR		Equity	Impofu Cluster Investment SPV (RF) (Pty) Ltd	100%	25%
Red Cardinal Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	Panama City	PA	2.700.000	USD		-	Enel SpA	11%	11%
Red Dirt Wind Holdings I LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
Red Dirt Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Red Dirt Wind Project LLC	Dover	US	1	USD		Integrale	Red Dirt Wind Holdings LLC	100%	100%
Red Fox Wind Project LLC	Wilmington	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Red Stag Energy Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Red Top Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Red Yucca Energy Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Regal Rising Solar Project Limited Partnership	Calgary	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Solar Inc.	0%	100%
							Enel Green Power Canada Inc.	100%	
Ren Alfajarín Solar SLU	Madrid	ES	3.006	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Ren Wave Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Renovables Andorra SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Renovables Brovales 400 kV SL	Siviglia	ES	5.000	EUR		Equity	Baylio Solar SLU	6%	28%
							Dehesa de los Guadalupes Solar SLU	6%	
							Emintegral Cycle SLU	17%	
							Enel Green Power España Solar 1 SLU	6%	
							Enel Green Power España SLU	16%	
							Furatena Solar 1 SLU	6%	
							Seguidores Solares Planta 2 SLU	6%	
Renovables Brovales Segura de León 400 kV SL	Siviglia	ES	5.000	EUR		Equity	Emintegral Cycle SLU	33%	33%
							Enel Green Power España SLU	31%	

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Renovables de Guatemala SA	Città del Guatemala	GT	1.924.465.600	GTQ		Integrale	Enel Colombia SA ESP Enel Guatemala SA	100% 0%	47%
Renovables La Pedrera SLU	Saragozza	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Renovables Manzanares 400 kV SL	Madrid	ES	5.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU Stonewood Desarrollos SLU	28% 16%	25%
Renovables Mediavilla SLU	Saragozza	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España Solar 1 SLU	100%	35%
Renovables Teruel SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Reservoir Falls Energy Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Rhinestone Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Ribina Renovables 400 SL	Pozuelo de Alarcón	ES	3.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	40%	28%
Ridgey Creek BESS Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Potentia Energy (Pty) Ltd	100%	50%
Ridgey Creek BESS Holding Trust	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Potentia Energy Trust	100%	50%
Ridgey Creek BESS Trust	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Ridgey Creek BESS Holding Trust	100%	50%
River Mill Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
River Point Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Riverbend Farms Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Riverview LP	Alberta	CA	-	CAD		Integrale	Enel Green Power Canada Inc. Riverview Management Inc.	51% 1%	51%
Riverview Management Inc.	Calgary	CA	100	CAD		Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	51%	51%
Riverview Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100%	100%
Roadrunner Solar Project LLC	Andover	US	100	USD		Integrale	Enel Roadrunner Solar Project Holdings LLC	100%	100%
Roadrunner Storage LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Rock Creek Wind Holdings I LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
Rock Creek Wind Holdings II LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Rock Creek Wind Holdings LLC	100%	100%
Rock Creek Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	EGPNA Preferred Wind Holdings II LLC	100%	100%
Rock Creek Wind Project LLC	Clayton	US	1	USD		Integrale	Rock Creek Wind Holdings LLC	100%	100%
Rock Prairie Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Rockhaven Ranchland Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Rockhaven Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Rockhaven Ranchland Holdings LLC	100%	100%
Rocky Caney Holdings LLC	Oklahoma City	US	1	USD		Equity	Enel Kansas LLC	10%	10%
Rocky Caney Wind LLC	Albany	US	-	USD		Equity	Rocky Caney Holdings LLC	100%	10%
Rocky Ridge Wind Project LLC	Oklahoma City	US	-	USD		Equity	Rocky Caney Wind LLC	100%	10%
Rodnikovskaya WPS	Mosca	RU	6.010.000	RUB		Integrale	Enel Green Power Rus Limited Liability Company	100%	100%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Roha Renewables India Private Limited	Gurugram	IN	100.000	INR		Held for sale	Enel Green Power India Private Limited	100%	100%
Rolling Farms Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Rosy Range Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Ruthton Ridge LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100%	100%
S4ma Developments Spółka Z Ograniczoną Odpowiedzialnością	Wrocław	PL	5.000	PLN		Integrale	Enel Green Power SpA	100%	100%
Sacme SA	Buenos Aires	AR	12.000	ARS		Equity	Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	50%	30%
Saddle House Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Salt Springs Wind Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Salto de San Rafael SL	Siviglia	ES	462.186	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	50%	35%
San Francisco de Borja SA	Saragozza	ES	60.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	67%	47%
San Juan Mesa Wind Project II LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Padoma Wind Power LLC	100%	100%
Sanosari Energy Private Limited	Gurugram	IN	100.000	INR		Held for sale	Enel Green Power India Private Limited	100%	100%
Santo Rostro Cogeneración SA in liquidazione	Siviglia	ES	207.340	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	45%	32%
Sardhy Green Hydrogen Srl	Sarroch	IT	10.000	EUR		Equity	Enel Green Power Italia Srl	50%	50%
Saugus River Energy Storage LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100%	100%
Savanna Power Solar 10 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Savanna Power Solar 12 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Savanna Power Solar 13 SLU	Siviglia	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Savanna Power Solar 4 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Savanna Power Solar 5 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Savanna Power Solar 6 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Savanna Power Solar 9 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Seaway Landing Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Seccionadora Almodóvar Renovables SL	Malaga	ES	5.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	38%	26%
Seguidores Solares Planta 2 SLU	Madrid	ES	3.010	EUR		Integrale	Enel Green Power España Solar 1 SLU	100%	35%
Servizio Elettrico Nazionale SpA	Roma	IT	10.000.000	EUR		Integrale	Enel Italia SpA	100%	100%
Set Carmona 400 kV Renovables SL	Siviglia	ES	10.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	16%	11%
Setyl Srl	Bergamo	IT	100.000	EUR		Equity	Enel X Italia Srl	28%	28%
Seven Cowboy PPA LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	EGP North America PPA LLC	100%	100%
Seven Cowboy Wind Project Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Seven Cowboy Wind Project II LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Seven Cowboy Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Seven Cowboy Wind Project Holdings LLC	100%	100%
Seven Cowboys Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Shark Power REN 10 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100%	70%
Shark Power REN 4 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100%	70%
Shark Power REN 5 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100%	70%
Shark Power REN 6 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100%	70%
Shark Power REN 7 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100%	70%
Shark Power REN 8 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100%	70%
Shark Power REN 9 SLU	Madrid	ES	3.000	EUR		Integrale	Shark Power SLU	100%	70%
Shark Power SLU	Madrid	ES	143.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	100%	70%
Shepherd Pass Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Shiawassee Wind Project LLC	Wilmington	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Shield Energy Storage Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100%	100%
Shikhar Surya (One) Private Limited	Gurugram	IN	340.100.000	INR		Held for sale	Enel Green Power India Private Limited	100%	100%
Sicilhy Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100%	100%
SIET - Società Informazioni Esperienze Termoidrauliche SpA	Piacenza	IT	697.820	EUR		Equity	Enel Innovation Hubs Srl	42%	42%
Silt Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100%	100%
Silver Dollar Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Silverware Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Sinergia EWR4	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100%	100%
Sinergia GP6 Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100%	100%
Sinergia GP7 Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100%	100%
Sistema Eléctrico de Conexión Valcaire SL	Madrid	ES	175.200	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	28%	20%
Sistemas Energéticos Mañón Ortigueira SA	Santiago de Compostela	ES	2.007.750	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	96%	67%
Six String Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Skyview Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Skyview Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Sleep Hollow Solar I LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Brick Road Solar Holdings LLC	100%	100%
Slovak Power Holding BV	Amsterdam	NL	25.010.000	EUR		Equity	Enel Produzione SpA	50%	50%
Slovenské elektrárne - Energetické Služby Sro	Bratislava	SK	4.505.000	EUR		Equity	Slovenské elektrárne AS	100%	33%
Slovenské elektrárne AS	Bratislava	SK	1.269.295.725	EUR		Equity	Slovak Power Holding BV	66%	33%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Slovenské elektrárne Česká Republika Sro	Moravská Ostrava	CZ	295.819	CZK		Equity	Slovenské elektrárne AS	100%	33%
Služby inžinierskych stavieb v likvidácii	Kalná Nad Hronom	SK	200.000	EUR		Equity	Slovenské elektrárne AS	100%	33%
Smoky Hill Holdings II LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Smoky Hills Wind Farm LLC	Topeka	US	-	USD		Integrale	EGPNA Project HoldCo 1 LLC	100%	100%
Smoky Hills Wind Project II LLC	Lenexa	US	-	USD		Integrale	EGPNA Project HoldCo 1 LLC	100%	100%
Snowy Knoll Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Snyder Wind Farm LLC	Hermleigh	US	-	USD		Integrale	Texkan Wind LLC	100%	100%
Socibe Energia SA	Niterói	BR	12.969.032	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda	Santiago de Chile	CL	5.738.046.495	CLP		Integrale	Enel Chile SA	57%	37%
Sociedad Eólica de Andalucía SA	Siviglia	ES	4.507.591	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	65%	45%
Sociedad Eólica El Puntal SL	Siviglia	ES	1.643.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	50%	35%
Sociedad Eólica Los Lances SA	Siviglia	ES	2.404.048	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	60%	42%
Società Elettrica Trigno Srl	Roma	IT	100.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100%	100%
Soetwater Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000	ZAR		Equity	Enel Green Power RSA 2 (RF) (Pty) Ltd	55%	28%
Solana Renovables SL	Madrid	ES	6.246	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	40%	28%
Soliloquoy Ridge LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100%	100%
Sona Enerji Üretim Anoním Şirketí	Istanbul	TR	50.000	TRY		Integrale	Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anoním Şirketí	100%	100%
Sonak Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Sone Renewable Energy Private Limited	Gurgaon	IN	100.000	INR		Held for sale	Enel Green Power India Private Limited	100%	100%
Sotavento Galicia SA	Santiago de Compostela	ES	601.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	36%	25%
South Italy Green Hydrogen Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Equity	Enel Green Power Italia Srl	50%	50%
South Rock Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
South Sky Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Southern Holly Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Southern Star Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Southwest Transmission LLC	Cedar Bluff	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100%	100%
Southwestern Rays Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Spartan Hills LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100%	100%
Spinazzola SPV Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100%	100%
Spring Wheat Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Square Dance Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Sreeja Infrastructure Private Limited	Hyderabad	IN	100.000	INR		Held for sale	Enel Green Power India Private Limited	100%	100%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Stable Brook Storage Project Limited Partnership	Calgary	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Storage Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0% 100%	100%
Stampede Solar Holdings LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Green Power Stampede Solar Holdings LLC	100%	100%
Stampede Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Stampede Solar Holdings LLC	100%	100%
Star Catcher Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Star Energy Single Member PC	Maroussi	GR	213.010	EUR		Equity	Principia Energy Services Single Member SA	100%	50%
Station Tales Solar Limited Partnership	Calgary	CA	100	CAD		Integrale	Enel Alberta Solar Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0% 100%	100%
Sterling and Wilson Enel X e-Mobility Private Limited	Mumbai	IN	107.352.420	INR		Equity	Enel X Way Srl	50%	50%
Stillman Valley Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Stipa Nayaá SA de Cv	Città del Messico	MX	1.811.016.347	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	55% 45%	100%
Stockyard Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Stone Belt Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Stonewood Desarrollos SLU	Madrid	ES	4.053.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España Solar 1 SLU	100%	35%
Storey Plains Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Stormy Hills Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Suave Energía S de RL de Cv	Città del Messico	MX	1.000	MXN		Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Rinnovabile SA de Cv	0% 100%	100%
Sublunary Trading (RF) (Pty) Ltd	Bryanston	ZA	13.750.000	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	57%	57%
Sugar Pine Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Suggestion Power Unipessoal Ltda	Paço de Arcos	PT	50.000	EUR		Integrale	Endesa Generación Portugal SA	100%	70%
Suministradora Eléctrica de Cádiz SA	Cadice	ES	12.020.240	EUR		Equity	Endesa SA	34%	23%
Suministro de Luz y Fuerza SL	Barcellona	ES	2.800.000	EUR		Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SLU	60%	42%
Summit Energy Storage Inc.	Wilmington	US	1.000	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	75%	75%
Sun River LLC	Bend	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100%	100%
Sun Rock Solar Limited Partnership	Calgary	CA	-	CAD		Integrale	Enel Alberta Solar Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0% 100%	100%
Sun Up Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Sun4 Torzym Spółka Z Ograniczoną Odpowiedzialnością	Wrocław	PL	5.750	PLN		Integrale	S4ma Developments Spółka Z Ograniczoną Odpowiedzialnością	80%	80%
Sundance Wind Project LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Sunflower Prairie Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Swather Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Sweet Apple Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Tae Technologies Inc.	Pauling	US	53.207.936	USD		-	Enel Produzione SpA	1%	1%
Tallawang Solar Hybrid Holding (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Potentia Energy (Pty) Ltd	100%	50%
Tallawang Solar Hybrid Holding Trust	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Potentia Energy Trust	100%	50%
Tallawang Solar Hybrid (Pty) Ltd	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Tallawang Solar Hybrid Holding (Pty) Ltd	100%	50%
Tallawang Solar Hybrid Trust	Sydney	AU	100	AUD		Equity	Tallawang Solar Hybrid Holding Trust	100%	50%
Tasseling Jewel Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Tauste Energía Distribuida SL	Saragozza	ES	60.508	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	51%	36%
Teal Canoe Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Tecnoguat SA	Città del Guatemala	GT	30.948.000	GTQ		Integrale	Enel Colombia SA ESP	75%	35%
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica SA	Lisbona	PT	5.025.000	EUR		Equity	Endesa Generación SAU	44%	31%
Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	Città del Messico	MX	2.892.643.576	MXN		Equity	Enel Green Power SpA	33%	33%
Tera Renewables India Private Limited	Gurugram	IN	100.000	INR		Held for sale	Enel Green Power India Private Limited	100%	100%
Termica Colleferro SpA	Bologna	IT	6.100.000	EUR		Equity	Cogenio Srl	60%	12%
Termoeléctrica José de San Martín SA	Buenos Aires	AR	500.000	ARS		-	Enel Generación El Chocón SA	6%	3%
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	Buenos Aires	AR	500.000	ARS		-	Enel Generación El Chocón SA	6%	3%
Termotec Energía AIE in liquidazione	La Pobla de Vallbona	ES	481.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	45%	32%
Terrer Renovables SL	Madrid	ES	5.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	30%	21%
Texas Sage Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Texkan Wind LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Texkan Inc.	100%	100%
Thar Surya 1 Private Limited	Gurgaon	IN	1.127.840	INR		Held for sale	Avikiran Surya India Private Limited	100%	51%
Thunder Ranch Wind Holdings I LLC	Dover	US	100	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
Thunder Ranch Wind Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Thunder Ranch Wind Project LLC	Dover	US	1	USD		Integrale	Thunder Ranch Wind Holdings LLC	100%	100%
Thunderegg Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Thunderegg Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Tico Solar 1 SLU	Saragozza	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España Solar 1 SLU	100%	35%
Tico Solar 2 SLU	Saragozza	ES	3.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España Solar 1 SLU	100%	35%
Tieton Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Tobivox (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	10.000.000	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	60%	60%
Toledo PV AIE	Madrid	ES	26.888	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	33%	23%
Toro Renovables 400 kV SL	Madrid	ES	3.000	EUR		Equity	FRV Zamora Solar 1 SLU	8%	6%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Torrepalma Energy 1 SLU	Madrid	ES	3.100	EUR		Integrale	Enel Green Power España Solar 1 SLU	100%	35%
Tradewind Energy Inc.	Wilmington	US	1.000	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Trading Post Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Trail Ride Canyon Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Transformadora Almodóvar Renovables SL	Siviglia	ES	5.000	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	61%	42%
Transportadora de Energía SA - Tesa	Buenos Aires	AR	2.584.473.416	ARS		Integrale	Enel Argentina SA	0%	82%
							Enel Brasil SA	60%	
							Enel CIEN SA	40%	
Trévago Renovables SL	Madrid	ES	3.000	EUR		Equity	Furatena Solar 1 SLU	18%	12%
							Seguidores Solares Planta 2 SLU	18%	
Trotline Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Tsar Nicholas LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100%	100%
Tulip Grove Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Tumbleweed Flat Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Tunga Renewable Energy Private Limited	Gurugram	IN	96.300.000	INR		Held for sale	Avikiran Energy India Private Limited	100%	100%
TWE Franklin Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
TWE ROT DA LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Twin Lake Hills LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100%	100%
Twin Saranac Holdings LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
Tyme Srl	Bergamo	IT	100.000	EUR		Equity	Enel X Italia Srl	50%	50%
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	Las Palmas de Gran Canaria	ES	190.171.521	EUR		Integrale	Endesa Generación SAU	100%	70%
Upington Solar (Pty) Ltd	Johannesburg	ZA	1.000	ZAR		Integrale	Enel Green Power South Africa (Pty) Ltd	100%	100%
Usina Eólica Pedra Pintada A Ltda	Rio de Janeiro	BR	540.332.962	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Usina Eólica Pedra Pintada B Ltda	Rio de Janeiro	BR	418.542.805	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Usina Eólica Pedra Pintada C Ltda	Rio de Janeiro	BR	387.721.932	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Usina Eólica Pedra Pintada D Ltda	Rio de Janeiro	BR	436.753.327	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Usina Eólica Pedra Pintada E Ltda	Rio de Janeiro	BR	653.327	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Usina Eólica Pedra Pintada F Ltda	Rio de Janeiro	BR	653.327	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Usina Eólica Pedra Pintada G Ltda	Rio de Janeiro	BR	653.327	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Usina Fotovoltaica Arinos E 11 Ltda	Rio de Janeiro	BR	402.133.267	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Usina Fotovoltaica Arinos E 12 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Usina Fotovoltaica Arinos E 13 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Usina Fotovoltaica Arinos E 14 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Usina Fotovoltaica Arinos E 15 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Usina Fotovoltaica Arinos E 16 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Usina Fotovoltaica Arinos E 17 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Usina Fotovoltaica Arinos E 21 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Usina Fotovoltaica Arinos E 22 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Usina Fotovoltaica Arinos E 23 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Usina Fotovoltaica Arinos E 24 Ltda	Rio de Janeiro	BR	221.724.006	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
USME ZE SAS	Bogotà	CO	739.653.977	COP		Equity	Bogotá ZE SAS	100%	9%
Ustav Jaderného Výzkumu Řež AS	Řež	CZ	524.139.000	CZK		-	Slovenské elektrárne AS	28%	9%
Vayu (Project 1) Private Limited	Gurugram	IN	30.000.000	INR		Held for sale	Enel Green Power India Private Limited	100%	100%
Vektör Enerjí Üretím Anoním Şirketí	Istanbul	TR	3.500.000	TRY		Integrale	Enel SpA	100%	100%
Velvet Wheat Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Ventos de Santa Ângela Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	7.315.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Ventos de Santa Esperança Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	4.727.414	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Ventos de Santo Orestes Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	1.754.031	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Ventos de São Cirilo Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	2.572.010	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Ventos de São Mário Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	2.492.000	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Ventos de São Roque Energias Renováveis SA	Rio de Janeiro	BR	10.188.722	BRL		Integrale	Enel Brasil SA	100%	82%
Vientos del Altiplano SA de Cv	Città del Messico	MX	1.455.854.094	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	61%	20%
Villanueva Solar SA de Cv	Città del Messico	MX	205.316.027	MXN		Equity	Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	61%	20%
Viruleiros SL	Santiago de Compostela	ES	160.000	EUR		Integrale	Enel Green Power España SLU	67%	47%
Wagon Train Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Walking Horse Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Wapella Bluffs Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Waseca Solar LLC	Waseca	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100%	74%
Waypost Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Weber Energy Storage Project LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Enel Energy Storage Holdings LLC (ex EGP Energy Storage Holdings LLC)	100%	100%
West Faribault Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100%	74%
West Waconia Solar LLC	Wilmington	US	-	USD		Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100%	74%
Western New York Wind Corporation	Albany	US	300	USD		Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100%	100%
Western Trails Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%

Denominazione società	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Settore di attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% possesso azioni ordinarie	% possesso Gruppo
Wharton-El Campo Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
White Cloud Wind Holdings LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
White Cloud Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	White Cloud Wind Holdings LLC	100%	100%
White Peaks Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Whitetail Trails Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Whitney Hill Wind Power Holdings LLC	Andover	US	99	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Whitney Hill Wind Power LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Whitney Hill Wind Power Holdings LLC	100%	100%
Whittle's Ferry Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Wild Ox Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Wild Run LP	Alberta	CA	10	CAD		Integrale	Enel Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0% 100%	100%
Wild Six Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Wildcat Flats Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Wilderness Range Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Wildflower Flats Battery Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Wildflower Flats Solar Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Wind Belt Transco LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%
Wind Parks Anatolis - Prinias Single Member SA	Maroussi	GR	15.803.388	EUR		Equity	Principia Energy South Evia Single Member SA	100%	50%
Wind Parks Katharas Single Member SA	Maroussi	GR	19.932.048	EUR		Equity	Principia Energy South Evia Single Member SA	100%	50%
Wind Parks Kerasias Single Member SA	Maroussi	GR	26.107.790	EUR		Equity	Principia Energy South Evia Single Member SA	100%	50%
Wind Parks Milias Single Member SA	Maroussi	GR	19.909.374	EUR		Equity	Principia Energy South Evia Single Member SA	100%	50%
Wind Parks Mitikas Single Member SA	Maroussi	GR	22.268.039	EUR		Equity	Principia Energy South Evia Single Member SA	100%	50%
Wind Parks Platanos Single Member SA	Maroussi	GR	13.342.867	EUR		Equity	Principia Energy South Evia Single Member SA	100%	50%
Wind Parks Spilias Single Member SA	Maroussi	GR	28.267.490	EUR		Equity	Principia Energy South Evia Single Member SA	100%	50%
Windbreaker Storage Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Winter's Spawn LLC	Minneapolis	US	-	USD		Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	100%	100%
WKN Basilicata Development PE1 Srl	Roma	IT	10.000	EUR		Integrale	Enel Green Power Italia Srl	100%	100%
X-bus Italia Srl	Milano	IT	15.000	EUR		Equity	Enel X Italia Srl	20%	20%
Yacylec SA	Buenos Aires	AR	20.000.000	ARS		Equity	Enel Américas SA	33%	27%
Yedesa Cogeneración SA in liquidazione	Almería	ES	234.395	EUR		Equity	Enel Green Power España SLU	40%	28%
Yellow Rose Wind Project LLC	Andover	US	1	USD		Integrale	Enel Kansas LLC	100%	100%
Zacapa Topco Sàrl	Città del Lussemburgo	LU	29.970.000	EUR		-	Enel X International Srl	20%	20%
Zoo Solar Project LLC	Andover	US	-	USD		Integrale	Tradewind Energy Inc.	100%	100%

Allegato 2 – Green Bond Report 2024 – Note di accompagnamento

Il Green Bond Report non è stato oggetto di revisione legale ai sensi dell'art. 14 del decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 39 e pertanto il giudizio espresso da KPMG SpA non si estende alle informazioni nello stesso incluse. Il presente documento è stato tuttavia assoggettato a esame limitato ("limited assurance engagement") da parte di KPMG SpA.

Premessa e criteri di redazione

Enel Finance International NV, società finanziaria del Gruppo controllata da Enel SpA, ha Green Bond in circolazione per un totale di 2,25 miliardi di euro, 1,25 miliardi di euro emessi nel 2018 e destinati sia a progetti rinnovabili sia alle reti e 1 miliardo di euro emesso nel 2019, destinato esclusivamente a progetti rinnovabili.
Tali bond sono stati emessi nell'ambito del Programma Euro Medium-Term Note (EMTN) di Enel ed Enel Finance International e destinati a investitori istituzionali e garantiti da Enel SpA. I proventi netti dell'emissione sono stati utilizzati per finanziare o rifinanziare progetti rientranti nelle categorie individuate in linea con i "Green Bond Principles" pubblicati dall'ICMA (International Capital Market Association), come previsto dal "Green Bond Framework" del Gruppo Enel, la cui aderenza ai princípi di riferimento è stata confermata da un advisor esterno, Vigeo Eiris (ora Moody's Ratings), che ha rilasciato la cosiddetta "Second Party Opinion".
Le categorie di progetti eleggibili sono allineate agli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite (UN SDG) in particolare agli obiettivi 7, 9, 11 e 13[141].
Con il presente documento di rendicontazione, Enel assolve l'impegno assunto all'emissione dei bond di riportare annualmente le informazioni relative all'utilizzo dei proventi, ai benefíci ambientali derivanti dai progetti finanziati con tali proventi e agli ulteriori indicatori ESG legati a questi progetti.
Gli indicatori sono stati determinati in accordo con quanto previsto dal "Green Bond Framework" (dicembre 2017 e novembre 2018) e riportati nelle tabelle in relazione alla natura dei progetti e allo specifico anno di emissione dei Green Bond. Inoltre, è opportuno precisare che tutte le tecnologie degli impianti, nonché le attività di Grids in Italia, sulle quali sono stati allocati i proventi dei Green Bond emessi nel 2018 e 2019, sono da ritenersi attività ammissibili e allineate secondo la tassonomia europea (Regolamento Europeo 2020/852).

In accordo con quanto richiesto dal "Green Bond Framework", il presente documento è composto come descritto nel seguito.

- Tabella riepilogativa con le emissioni 2018 e 2019, indicando la capacità installata e la CO_2 evitata cumulata.
- Tabella A – Indicatori finanziari, che rendiconta:
  - capacità e valore degli investimenti approvati e comunicati al mercato;
  - valore degli investimenti in euro, calcolato utilizzando tassi di cambio medi dei rispettivi piani industriali;
  - allocazione dei proventi sui progetti, con la data di entrata in esercizio degli impianti.
- Tabella B – Indicatori ESG, che rendiconta:
  - benefíci ambientali dei progetti rinnovabili, in termini di CO_2 evitata e produzione effettiva, calcolate utilizzando i fattori emissivi specifici dei Paesi (fonte: Enerdata);
  - indicatori relativi ai progetti Grids, come la sostituzione delle linee aeree con cavi, riducendo i rischi per l'avifauna e ottimizzando il risparmio energetico;
  - riduzione delle perdite tecniche di rete ed eliminazione di trasformatori con PCB.
- Tabella C – Ulteriori indicatori ESG, con informazioni su consumi idrici, biodiversità, fermi impianti, incidenti sul lavoro e progetti per le comunità locali.
- Tabella D – Informazioni complessive, che descrive l'approccio e i criteri adottati nello sviluppo dei progetti finanziati.

I dati sono calcolati in modo puntuale sulla base delle risultanze contabili, extracontabili e degli altri sistemi informativi di Enel, e validati dai relativi responsabili. Sono espressamente indicati dati determinati attraverso l'utilizzo di stime e il relativo metodo di calcolo.

141. SDG 7 "Affordable and clean energy"; SDG 9 "Industry, innovation and infrastructure"; SDG 11 "Sustainable cities and communities"; SDG 13 "Climate action".

Tabella riepilogativa delle emissioni 2018 e 2019 con indicazione della capacità installata e della CO_2 evitata

Emissione Green Bond (GB)	Area di investimento	Proventi GB allocati (mln€)	Capacità installata (MW)	CO_2 evitata cumulata[1] (t)
2018		**1.240**	**2.007**	**9.544.469**
di cui nuovi progetti Enel Grids	I&N	665	n.a.	n.a.
di cui nuovi progetti rinnovabili	Rinnovabili	575	2.007	9.544.469
2019		**986**	**3.101**	**7.468.796**
di cui nuovi progetti rinnovabili identificati nel 2019	Rinnovabili	986	3.101	7.468.796

(1) Per i progetti Enel Grids il risparmio energetico viene rappresentato in termini di "Energia risparmiata" (MWh) in luogo della CO_2 evitata (t) per rendicontare specificamente l'efficientamento ottenuto grazie all'impiego di trasformatori cosiddetti "in ecodesign" e all'ottimizzazione delle reti MT come differenza tra perdite rilevate prima e dopo tali interventi. L'energia risparmiata cumulata al 2023 ammonta a 9.818 MWh.

Green Bond 2018

Tabella A – Indicatori finanziari

Paese	Nome progetto	Tecnologia	Status	Capacità (MW)	Data di entrata in esercizio	Investimento (valori in divisa)			Proventi GB allocati nel 2018 (mln€)	Proventi GB allocati nel 2019 (mln€)[2]
						Divisa	Valori in divisa (mln)	Controvalore in euro (mln)[1]		
USA	Diamond Vista	Eolico	In operation	299	Dic-18	USD	400	336	100	-
USA	Fenner Repowering	Eolico	In operation	30	Dic-18	USD	29	24	21	-
USA	High Lonesome I+II	Eolico	In operation	504	Dic-19	USD	720	595	81	75
USA	Roadrunner	Solare	In operation	497	Giu-20	USD	436	366	30	141
USA	Seven Cowboy	Eolico	In operation	302	Ott-22	USD	427	405	73	101
COLOMBIA	El Paso	Solare	In operation	86	Ott-19	USD	70	59	54	-
USA	Aurora USA	Solare	In operation	150	Giu-17	USD	290	244	181	-
USA	Little Elk	Eolico	In operation	74	Dic-15	USD	130	107	5	-
USA	Chisholm View II	Eolico	In operation	65	Dic-16	USD	90	76	29	-
TOTALE									**575**	**317**

(1) Il valore in euro (EUR) dell'investimento è riportato a titolo indicativo, sebbene faccia fede l'investimento in dollari statunitensi (USD) dove applicabile. Il tasso di cambio utilizzato per i progetti allocati nel Green Bond 2018 è pari a 1,19 USD/EUR mentre per i progetti allocati nel 2019 il tasso di cambio è pari a 1,21. Per i progetti di cui è stato aggiornato il valore dell'investimento, dal 2022 in poi è stato utilizzato il tasso medio annuo dell'anno di entrata in esercizio del progetto.

(2) Allocati ulteriori proventi su alcuni progetti rinnovabili, già individuati nel Green Bond 2018, per i quali sono emersi nuovi costi capitalizzati.

Tabella B – Indicatori ESG

Paese	Nome progetto	Produzione 2024 (GWh)	CO_2 evitata 2024 (t)[1]	Produzione 2018-2024 (GWh)	CO_2 evitata 2018-2024 (t)[1]
USA	Diamond Vista	943	331.670	6.823	2.562.606
USA	Fenner Repowering[2]	64	22.634	516	196.443
USA	High Lonesome I+II	1.181	415.282	6.188	2.288.428
USA	Roadrunner	1.005	353.461	4.010	1.462.652
USA	Seven Cowboy	989	347.856	1.738	611.164
COLOMBIA	El Paso	149	32.173	829	137.934
USA	Aurora USA	191	67.267	2.244	828.310
USA	Little Elk	324	113.824	2.260	865.301
USA	Chisholm View II	220	77.385	1.546	591.631

(1) La metodologia di calcolo delle emissioni evitate è stata aggiornata nel 2024, in quanto ora considera il fattore medio di emissione di CO_2 del Paese, invece del fattore di emissione di CO_2 per le tecnologie a combustibili fossili utilizzato nei report precedenti. Il nuovo fattore rappresenta la quantità di emissioni di GES rilasciate da tutte le centrali elettriche connesse al sistema energetico per ogni unità di energia prodotta a livello di sistema, misurata in grammi di CO_{2eq} per GWh. I dati più recenti sono stati raccolti dalle autorità nazionali o da database di terze parti affidabili.

(2) A differenza degli altri repowering, l'impianto di Fenner ha subíto un'estensione della vita utile e non un aumento di capacità (MW), pertanto i dati di capacità e produzione si riferiscono all'impianto nel suo complesso.

Tabella C – Ulteriori indicatori ESG

Paese	Nome progetto	Consumo di acqua (m^3)(1)	Azioni di protezione/ ripristino della biodiversità (n.)	Arresto dell'impianto o fermata del sito a causa di temi ambientali (n.)	Incidenti (mortali e "Life Changing") (n.)	Progetti sociali (n.)	Beneficiari dei progetti sociali (n.)
USA	Diamond Vista	-	-	-	-	2	65
USA	Fenner Repowering	-	-	-	-	3	103
USA	High Lonesome I+II	-	-	-	-	2	200
USA	Roadrunner	20	-	-	-	4	278
USA	Seven Cowboy	-	-	-	-	5	544
COLOMBIA	El Paso	-	-	-	-	5	2.993
USA	Aurora USA	-	1	-	-	9	285
USA	Little Elk	-	-	-	-	-	-
USA	Chisholm View II	-	-	-	-	1	6

(1) Consumo di acqua a uso industriale relativo ai dati di prelievo idrico in esercizio dell'impianto.

Green Bond 2019

Tabella A – Indicatori finanziari

Paese	Cluster progetto	Cluster	Status	Investimenti in valuta (mln)	Proventi Green Bond allocati sul progetto nel 2018 (mln€)
ITALIA	Smart meter	Asset Development	(1)	-	46
ITALIA	Smart grid	Asset Development	(2)	-	21
ITALIA	Quality&Efficiency	Asset Development	(2)	-	305
ITALIA	Other ICT Investment	Asset Development	(2)	-	52
Total Asset Development				**824**	**424**
ITALIA	Maintenance	Asset Management	(2)	-	242
Total Asset Management				**452**	**242**
Total Asset Development and Asset Management Country Italia				**1.276**	**666**

(1) Il consuntivo del progetto al 31 dicembre 2018 è composto da circa 420 milioni di euro di contatori e concentratori che entrano in esercizio nello stesso mese della posa e da circa 26 milioni di euro per sistema centrale di telegestione e relativo software.

(2) I consuntivi sono composti da un numero molto elevato di interventi che comprendono attività iniziate in anni precedenti e concluse nell'anno in corso, attività iniziate nell'anno in corso e concluse nello stesso anno e attività iniziate nell'anno e non ancora concluse al 31 dicembre 2018.

Tabella B – Indicatori ESG

PAESE – ITALIA	Cavizzazione (%)	Automazione della rete (%)	Trasformatori in olio con PCB rimossi (n.)	Utenti finali con smart meter attivi (mln)	Unità produzione rinnovabili connesse alla rete (n.)	Nuovi "user" connessi alla rete (n.)	Perdite tecniche di rete (%)	Energia risparmiata (MWh)(1)
Total Asset Development	-	-	-	32	281.200	199.797	-	15.118
Total Asset Management	76	39	71	-	-	-	4	

(1) Per i progetti Enel Grids il risparmio energetico viene rappresentato in termini di "energia risparmiata" in MWh in luogo della CO_2 evitata (t) per rendicontare specificamente l'efficientamento ottenuto grazie all'impiego di trasformatori cosiddetti "in ecodesign" e all'ottimizzazione delle reti MT come differenza tra perdite rilevate prima e dopo tali interventi.

Tabella C – Ulteriori indicatori ESG

Paese	Incidenti (mortali e "Life Changing") (n.)	Progetti sociali (n.)	Beneficiari dei progetti sociali (n.)	Progetti biodiversità (n.)
ITALIA	-	287	4.832	9

Tabella A – Indicatori finanziari

Paese	Nome progetto	Tecnologia	Status	Capacità (MW)	Data di entrata in esercizio	Investimenti (valori in divisa)			Proventi GB allocati nel 2018 (mln€)	Proventi GB allocati nel 2019 (mln€)[2]
						Divisa	Valori in divisa (mln)	Controvalore in euro (mln)[1]		
USA	Whitney Hill	Eolico	In operation	66	Dic-19	USD	281	232	-	10
USA	Aurora Wind	Eolico	In operation	299	Dic-20	USD	450	401	-	10
USA	Cimarron Bend 3 phase I	Eolico	In operation	199	Dic-20	USD	281	248	-	4
USA	Alta Farms II	Eolico	In operation	201	Dic-22	USD	362	343	-	55
ITALIA	Vari progetti[3]	Idroelettrico	In operation	33	-	EUR	55	55	-	10
CANADA	Riverview	Eolico	In operation	105	Apr-20	CAD	210	187	-	81
CANADA	Castel Rock Ridge 2	Eolico	In operation	29	Mar-20	CAD			-	23
MESSICO	Magdalena 2	Solare	In operation	220	Sett-19	USD	165	136	-	112
MESSICO	Amistad II	Eolico	In operation	103	Dic-19	USD	115	97	-	55
MESSICO	Amistad III	Eolico	In operation	108	Feb-20	USD	305	269	-	59
MESSICO	Amistad IV	Eolico	In operation	162	Dic-20	USD			-	57
MESSICO	Dolores	Eolico	In operation	274	Mag-20	USD	290	255	-	192
USA	High Lonesome I+II	Eolico	In operation	504	Dic-19	USD	720	595	81	75
USA	Roadrunner	Solare	In operation	497	Giu-20	USD	436	366	30	141
USA	Seven Cowboy	Eolico	In operation	302	Ott-22	USD	427	405	73	101
TOTALE									**184**	**986**

(1) Il valore in euro (EUR) dell'investimento è riportato a titolo indicativo, sebbene faccia fede l'investimento in dollari statunitensi (USD) dove applicabile. Il tasso di cambio utilizzato per i progetti allocati nel Green Bond 2018 è pari a 1,19 USD/EUR mentre per i progetti allocati nel 2019 il tasso di cambio è pari a 1,21. Per i progetti di cui è stato aggiornato il valore dell'investimento, dal 2022 in poi è stato utilizzato il tasso medio annuo dell'anno di entrata in esercizio del progetto.

(2) Allocati ulteriori proventi su alcuni progetti rinnovabili, già individuati nel Green Bond 2018, per i quali sono emersi nuovi costi capitalizzati.

(3) Dati aggregati relativi a otto progetti italiani di piccole dimensioni. La tecnologia interessata è idroelettrica.

Tabella B – Indicatori ESG

Paese	Nome progetto[1]	Produzione 2024 (GWh)	CO_2 evitata 2024 (t)	Produzione 2019-2024 (GWh)	CO_2 evitata 2019-2024 (t)[2]
USA	Whitney Hill	163	57.222	1.111	350.611
USA	Aurora Wind	993	349.242	4.873	1.419.900
USA	Cimarron Bend 3 phase I	539	189.452	3.439	1.069.943
USA	Alta Farms II	582	204.632	1.522	330.596
ITALIA	Vari progetti[3]	1.567	403.133	6.498	1.317.753
CANADA	Riverview	332	38.348	1.927	185.131
CANADA	Castel Rock Ridge 2	98	11.310	568	54.574
MESSICO	Magdalena 2	499	220.509	3.014	1.054.230
MESSICO	Amistad II	277	122.565	747	198.003
MESSICO	Amistad III	19	8.295	256	94.516
MESSICO	Amistad IV	-	-	128	50.792
MESSICO	Dolores	539	238.362	3.744	1.342.747

(1) Per i progetti sui quali sono stati allocati nel 2019 nuovi Capex, in aggiunta a quanto già allocato nel Green Bond 2018, per gli indicatori ESG si rimanda alle tabelle del perimetro 2018.

(2) La metodologia di calcolo delle emissioni evitate è stata aggiornata nel 2024, in quanto ora considera il fattore medio di emissione di CO_2 del Paese, invece del fattore di emissione di CO_2 per le tecnologie a combustibili fossili utilizzato nei report precedenti. Il nuovo fattore rappresenta la quantità di emissioni di GES rilasciate da tutte le centrali elettriche connesse al sistema energetico per ogni unità di energia prodotta a livello di sistema, misurata in grammi di CO_{2eq} per GWh. I dati più recenti sono stati raccolti dalle Autorità Nazionali o da database di terze parti affidabili.

(3) Dati aggregati relativi a otto progetti italiani di piccole dimensioni. La tecnologia interessata è idroelettrica.

Tabella C – Ulteriori indicatori ESG

Paese	Nome progetto[1]	Consumo di acqua (m^3)[2]	Azioni di protezione/ ripristino della biodiversità (n.)	Arresto dell'impianto o fermata del sito a causa di temi ambientali (n.)	Incidenti (mortali e "Life Changing") (n.)	Progetti sociali (n.)	Beneficiari dei progetti sociali (n.)
USA	Whitney Hill	-	-	-	-	3	2.500
USA	Aurora Wind	-	-	-	-	4	275
USA	Cimarron Bend 3 phase I	-	-	-	-	3	81
USA	Alta Farms II	-	-	-	-	10	1.040
ITALIA	Vari progetti[3]	-	1	-	-	2	24
CANADA	Riverview	-	-	-	-	2	325
CANADA	Castel Rock Ridge 2	-	-	-	-	4	155
MESSICO	Magdalena 2	510	2	-	-	4	541
MESSICO	Amistad II	-	3	-	-	4	92
MESSICO	Amistad III	-	-	-	-	4	92
MESSICO	Amistad IV	-	-	-	-	4	92
MESSICO	Dolores	-	1	-	-	4	440

(1) Per i progetti sui quali sono stati allocati nel 2019 nuovi Capex, in aggiunta a quanto già allocato nel Green Bond 2018, per gli indicatori ESG si rimanda alle tabelle del perimetro 2018.

(2) Consumo di acqua a uso industriale relativo ai dati di prelievo idrico in esercizio dell'impianto.

(3) Dati aggregati relativi a otto progetti italiani di piccole dimensioni. La tecnologia interessata è idroelettrica.

Tabella D – Informazioni complessive

CRITERIO	INDICATORE	DATI/APPROCCIO GB 2024
Rispetto degli standard in materia di diritti umani e prevenzione delle violazioni	Numero e descrizione delle segnalazioni identificate attraverso il sistema di monitoraggio Enel	Sono state ricevute cinque segnalazioni, tre delle quali conclusesi come non violazione, una violazione accertata e una in corso di analisi.
	Risultati dell'analisi di rischio a livello Paese in materia di diritti umani	L'analisi di rischio a livello Paese condotta nelle aree di presenza del Gruppo nel 2023 ha evidenziato che: • i rischi connessi alle tematiche relative a corruzione, ambiente, diversità e non discriminazione, relazioni con le comunità e privacy sono risultati tra i temi con maggior salienza ("da monitorare")(1); • i rischi collegati alle pratiche di lavoro (libertà di associazione e contrattazione collettiva, rifiuto del lavoro forzato e del lavoro minorile, condizioni di lavoro giuste e favorevoli, salute, sicurezza e benessere nei luoghi di lavoro) e i potenziali impatti derivanti dalle attività di comunicazione rivolte ai clienti hanno registrato un livello di rischio minimo (livello "accettabile")(1). Tali risultati, unitamente a quanto emerso dalla fase di identificazione di potenziali gap, hanno evidenziato che i presídi inclusi nel sistema di gestione posti per la mitigazione dei potenziali impatti sono robusti(2) e consentono di gestire adeguatamente i temi salienti identificati, il che, in base alle definizioni della classificazione inclusa nei Princípi Guida delle Nazioni Unite, significa che il sistema di gestione dei temi salienti è efficace.
Rispetto dei diritti del lavoro	Numero e descrizione delle segnalazioni identificate attraverso il sistema di monitoraggio Enel	Nessuna segnalazione relativa ai progetti finanziati con i proventi del GB.
	Risultati dell'analisi di rischio a livello Paese in materia di diritti umani	L'analisi di rischio a livello Paese condotta nelle aree di presenza del Gruppo nel 2023 ha evidenziato che i rischi collegati alle pratiche di lavoro (libertà di associazione e contrattazione collettiva, rifiuto del lavoro forzato e del lavoro minorile, condizioni di lavoro giuste e favorevoli, salute, sicurezza e benessere nei luoghi di lavoro) hanno un livello di rischio minimo (livello "accettabile")(1). Tali risultati, unitamente a quanto emerso dalla fase di identificazione di potenziali gap, hanno evidenziato che i presídi inclusi nel sistema di gestione posti per la mitigazione dei potenziali impatti sono robusti(2) e consentono di gestire adeguatamente i temi salienti identificati, il che, in base alle definizioni della classificazione inclusa nei Princípi Guida delle Nazioni Unite, significa che il sistema di gestione dei temi salienti è efficace.
Condizioni di lavoro (rapporti di lavoro, formazione, condizioni di salute e sicurezza, rispetto dell'orario di lavoro)	Numero e descrizione delle segnalazioni identificate attraverso il sistema di monitoraggio Enel	Nessuna segnalazione relativa ai progetti finanziati con i proventi del GB.
	Numero di incidenti (mortali e "Life Changing")	Nessun incidente mortale o "Life Changing" è stato registrato sui progetti finanziati con i proventi del GB che ha coinvolto personale Enel.
Integrazione di fattori ambientali e sociali nella catena di fornitura – Acquisti responsabili	Clausole etiche nei contratti con i fornitori	Tramite le Condizioni Generali di Contratto, Enel richiede, tra l'altro, ai propri appaltatori e subappaltatori l'adesione ai 10 princípi del Global Compact delle Nazioni Unite, il rispetto e la protezione dei diritti umani riconosciuti a livello internazionale, nonché il rispetto degli obblighi etico-sociali in tema di contrasto del lavoro minorile e tutela delle donne, parità di trattamento, divieto di discriminazione, libertà sindacale, di associazione e di rappresentanza, lavoro forzato, sicurezza e tutela ambientale, condizioni igienico-sanitarie e altresì condizioni normative, retributive, contributive, assicurative e fiscali.
Etica nel business (prevenzione di corruzione e riciclaggio di denaro sporco, frode, pratiche anticoncorrenziali)	Numero e descrizione delle segnalazioni identificate attraverso il sistema di monitoraggio Enel	Non si segnalano eventi rilevanti da riportare relativi ai progetti finanziati con i proventi del GB.
Audit e controllo interno	% dei processi di area/ Paese coperti da attività di audit interno	Il livello di copertura annuale media dei processi rilevanti tramite attività di audit interno è pari a circa il 50%.

(1) Scala di riferimento rischi: 1. Rischio alto; 2. Rischio di alta priorità; 3. Rischio da monitorare; 4. Rischio accettabile (livello minimo).

(2) Scala di riferimento dei valori di performance: Robusto (75%-100%); Buono (50%-74%); Sufficiente (25%-49%); Da migliorare (0%-24%).

KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
Via Curtatone, 3
00185 ROMA RM
Telefono +39 06 80961.1
Email it-fmauditaly@kpmg.it
PEC kpmgspa@pec.kpmg.it

Relazione della società di revisione indipendente sul Green Bond Report

Al Consiglio di Amministrazione della
Enel S.p.A.

Siamo stati incaricati di effettuare l'esame limitato ("*limited assurance engagement*") del Green Bond Report 2024 (di seguito anche il "Report") della Enel S.p.A. (di seguito anche la "Società") relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2024, costituito dalla Tabella Riepilogativa delle Emissioni 2018 e 2019, dalla Tabella A "Indicatori Finanziari", dalla Tabella B "Indicatori ESG", dalla Tabella C "Ulteriori Indicatori ESG", dalla Tabella D "Informazioni Complessive" e dalle relative Note di Accompagnamento. Il Green Bond Report 2024 è stato predisposto in conformità al Green Bond Framework del Gruppo Enel descritto nel paragrafo "Premessa e Criteri di Redazione" delle Note di Accompagnamento ed è riportato in allegato alla Relazione Finanziaria Annuale Consolidata del Gruppo Enel al 31 dicembre 2024.

Responsabilità degli Amministratori per il Green Bond Report

Gli Amministratori della Enel S.p.A. sono responsabili per la redazione del Report in conformità al Green Bond Framework del Gruppo Enel descritto nelle Note di Accompagnamento al paragrafo "Premessa e Criteri di Redazione" del Report.

Gli Amministratori sono altresì responsabili per quella parte del controllo interno da essi ritenuta necessaria al fine di consentire la redazione di un Green Bond Report che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali. Gli Amministratori sono inoltre responsabili per l'identificazione del contenuto del Green Bond Report 2024 e per la selezione e l'applicazione dei criteri e per la ragionevolezza delle valutazioni e delle stime nelle circostanze.

Indipendenza della società di revisione e gestione della qualità

Siamo indipendenti in conformità ai principi in materia di etica e di indipendenza dell'*International Code of Ethics for Professional Accountants (including International Independence Standards) (IESBA Code)* emesso dall'*International Ethics Standards Board for Accountants*, basato su principi fondamentali di integrità, obiettività, competenza e diligenza professionale, riservatezza e comportamento professionale.

La nostra società di revisione applica l'*International Standard on Quality Management 1* (ISQM Italia 1) in base al quale è tenuta a configurare, mettere in atto e rendere operativo un sistema di gestione della qualità che includa direttive o procedure sulla conformità ai principi etici, ai principi professionali e alle disposizioni di legge e regolamentari applicabili.

Responsabilità della società di revisione

E' nostra la responsabilità di esprimere, sulla base delle procedure svolte, una conclusione circa la conformità del Green Bond Report 2024 rispetto a quanto richiesto dal Green Bond Framework del

KPMG S.p.A.
è una società per azioni
di diritto italiano
e fa parte del network KPMG
di entità indipendenti affiliate a
KPMG International Limited,
società di diritto inglese.

Ancona Bari Bergamo
Bologna Bolzano Brescia
Catania Como Firenze Genova
Lecce Milano Napoli Novara
Padova Palermo Parma Perugia
Pescara Roma Torino Treviso
Trieste Varese Verona

Società per azioni
Capitale sociale
Euro 10.415.500,00 i.v.
Registro Imprese Milano Monza Brianza Lodi
e Codice Fiscale N. 00709600159
R.E.A. Milano N. 512867
Partita IVA 00709600159
VAT number IT00709600159
Sede legale: Via Vittor Pisani, 25
20124 Milano MI ITALIA

Enel S.p.A.
Relazione della società di revisione indipendente sul Green Bond Report
31 dicembre 2024

Gruppo Enel descritto nelle Note di Accompagnamento al paragrafo "Premessa e Criteri di Redazione" del Report. Il nostro lavoro è stato svolto secondo quanto previsto dal principio "*International Standard on Assurance Engagements ISAE 3000 (Revised) - Assurance Engagements Other than Audits or Reviews of Historical Financial Information*" (di seguito anche "ISAE 3000 *Revised*"), emanato dall'*International Auditing and Assurance Standards Board* (IAASB) per gli incarichi di *limited assurance*. Tale principio richiede la pianificazione e lo svolgimento di procedure al fine di acquisire un livello di sicurezza limitato che il Report non contenga errori significativi. Pertanto, il nostro esame ha comportato un'estensione di lavoro inferiore a quella necessaria per lo svolgimento di un esame completo secondo l'ISAE 3000 *Revised* ("*reasonable assurance engagement*") e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti e le circostanze significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di tale esame.

Le procedure svolte sul Green Bond Report 2024 si sono basate sul nostro giudizio professionale e hanno compreso colloqui, prevalentemente con il personale della Società responsabile per la predisposizione delle informazioni presentate nel Report, nonché analisi di documenti, ricalcoli e altre procedure volte all'acquisizione di evidenze ritenute utili.

In particolare, abbiamo svolto le seguenti principali procedure:

1 colloqui con il personale responsabile a livello aziendale e di business per la gestione e la rendicontazione del Green Bond Report 2024;

2 comprensione dei processi che sottendono alla generazione, rilevazione e gestione delle informazioni qualitative e quantitative incluse nel Green Bond Report 2024;

3 interviste e discussioni con il personale della Direzione di Enel S.p.A. al fine di raccogliere informazioni circa i processi e le procedure che supportano la raccolta, l'aggregazione, l'elaborazione e la trasmissione dei dati e delle informazioni al responsabile della predisposizione del Green Bond Report 2024;

4 analisi documentali e procedure di tipo analitico al fine di verificare, su base campionaria, gli indicatori inclusi nel Green Bond Report 2024.

Conclusioni

Sulla base del lavoro svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il Green Bond Report 2024 di Enel S.p.A. non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al Green Bond Framework del Gruppo Enel indicato nelle Note di Accompagnamento al paragrafo "Premessa e Criteri di Redazione" del Report.

Altri aspetti

I dati riferiti ai Green Bond Report del 2017, 2018 e del 2019, presentati nelle tabelle del Green Bond Report 2024, sono stati sottoposti ad un esame limitato da parte di un altro revisore che in data 10 maggio 2018, 7 maggio 2019 e 8 aprile 2020 ha rispettivamente espresso su tali Green Bond Report una conclusione senza rilievi.

Roma, 15 aprile 2025

KPMG S.p.A.

Davide Utili
Socio

Allegato 3 – Sustainability-Linked Financing Report

Il Sustainability-Linked Financing Report non è stato oggetto di revisione legale ai sensi dell'art. 14, comma 1, del decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 39 e pertanto il giudizio espresso da KPMG SpA non si estende alle informazioni nello stesso incluse. Le informazioni relative ai valori consuntivati nel 2024 sui KPI oggetto di Sustainability Performance Targets (SPT) sono riportate nella Rendicontazione consolidata di Sostenibilità che è stata assoggettata a esame limitato ("limited assurance engagement") da parte di KPMG SpA.

In linea con il "Sustainability-Linked Financing Framework" pubblicato da Enel sul proprio sito web[142], Enel emette e sottoscrive strumenti finanziari legati al raggiungimento di predeterminati Sustainability Performance Targets (SPT).
Enel e/o le sue controllate emettono obbligazioni sustainability-linked, SDG Commercial Paper e sottoscrivono prestiti sustainability-linked, derivati sustainability-linked su tassi di cambio e tassi di interesse, garanzie sustainability-linked, legati a SPT relativi a cinque KPI, che contribuiscono all'SDG 7 (Assicurare a tutti l'accesso a sistemi di energia economici, affidabili, sostenibili e moderni), all'SDG 13 (Adottare misure urgenti per combattere il cambiamento climatico e le sue conseguenze), nonché agli obiettivi ambientali stabiliti dall'Unione Europea nel Regolamento (UE) 2020/852 relativo all'istituzione di un quadro che favorisce gli investimenti sostenibili, con particolare attenzione all'obiettivo della mitigazione del clima.

Riepilogo su KPI e Sustainability Performance Targets (SPT)

KPI	Valore consuntivato	Sustainability Performance Targets (SPT)						
	2024	2024	2025	2026	2027	2030	2040	Verifica[1]
KPI #1[2] Intensità delle emissioni di GES Scope 1 relative alla produzione di energia elettrica (gCO_{2eq}/kWh)	**101**[3]	140	130	125	115	72	-	Sezione 4 Cambiamenti climatici – Le metriche di Enel nella lotta al cambiamento climatico
KPI #2 Intensità delle emissioni di GES Scope 1 e 3 relative all'Integrated Power (gCO_{2eq}/kWh)	**121**		135	135	125	73	-	Sezione 4 Cambiamenti climatici – Le metriche di Enel nella lotta al cambiamento climatico
KPI #3 Emissioni assolute di GES Scope 3 relative al Gas Retail ($MtCO_{2eq}$)[4]	**14,3**		18,8	18	16,5	10,3	-	Sezione 4 Cambiamenti climatici – Le metriche di Enel nella lotta al cambiamento climatico
KPI #4 Percentuale di capacità installata rinnovabile (%)	**69,90%**	69,00%	73,00%	74,00%	75,00%	80,00%	100,00%	Sezione 4 Cambiamenti climatici – La strategia per fronteggiare i cambiamenti climatici
KPI #5 Percentuale di Capex allineata alla tassonomia dell'UE (%)	**83,80%**		>80% (2023-2025)[5]	>80% (2024-2026)[6]	>80% (2025-2027)[7]			Sezione 7 Rendicontazione di Sostenibilità – Tassonomia europea

(1) La verifica della performance dei KPI di Enel è inclusa nell'Assurance Report di KPMG disponibile a pagina 630.
(2) Precedente denominazione del KPI #1: "Direct Greenhouse Gas Emissions Amount (Scope 1)".
(3) Il valore consuntivato è stato confermato nell'Assurance Report di KPMG disponibile nella sezione "Finanza Sostenibile" presente sul sito web di Enel.
(4) Valori ricalcolati dovuto all'aggiornamento implementato nel 2024 per allineare i volumi di gas naturale venduti ai clienti finali secondo il potere calorifico corrispondente con il fattore IPCC utilizzato.
(5) SPT con periodo di osservazione cumulato 2023-2025.
(6) SPT con periodo di osservazione cumulato 2024-2026.
(7) SPT con periodo di osservazione cumulato 2025-2027.

142. Enel - Sustainability-Linked Financing Framework - 2025 Edition.

Elenco dei titoli obbligazionari sustainability-linked emessi da Enel

Enel ha emesso complessivamente circa 32 miliardi di euro equivalenti di Sustainability-Linked Bond, 29 miliardi dei quali ancora in circolazione[143].

ISIN	Emittente	Data di emissione	Scadenza	Valuta	Ammontare emesso	Ammontare residuo	KPI	SPT	Data o periodo di riferimento	Raggiungimento obiettivi
XS2066706909	EFI[1]	17/10/2019	17/06/2027	EUR	1.000.000.000	1.000.000.000	KPI #4	55%	2021	V
XS2066706735	EFI	17/10/2019	17/10/2034	EUR	500.000.000	500.000.000	KPI #1	125 gCO_{2eq}/kWh	2030	
XS2244418609	EFI	20/10/2020	20/10/2027	GBP	500.000.000	500.000.000	KPI #4	60%	2022	V
XS2353182020	EFI	17/06/2021	17/06/2027	EUR	1.000.000.000	1.000.000.000	KPI #1	148 gCO_{2eq}/kWh	2023	X
XS2353182293	EFI	17/06/2021	17/06/2030	EUR	1.250.000.000	1.250.000.000	KPI #1	148 gCO_{2eq}/kWh	2023	X
XS2353182376	EFI	17/06/2021	17/06/2036	EUR	1.000.000.000	1.000.000.000	KPI #1	82 gCO_{2eq}/kWh	2030	
US29278GAM06	EFI	12/07/2021	12/07/2026	USD	1.250.000.000	1.250.000.000	KPI #1	148 gCO_{2eq}/kWh	2023	X
US29278GAN88	EFI	12/07/2021	12/07/2028	USD	1.000.000.000	1.000.000.000	KPI #1	148 gCO_{2eq}/kWh	2023	X
US29278GAP37	EFI	12/07/2021	12/07/2031	USD	1.000.000.000	1.000.000.000	KPI #1	148 gCO_{2eq}/kWh	2023	X
US29280HAB87	EFA[2]	12/07/2021	12/07/2041	USD	750.000.000	750.000.000	KPI #1	82 gCO_{2eq}/kWh	2030	
XS2390400633	EFI	28/09/2021	28/05/2026	EUR	1.250.000.000	1.250.000.000	KPI #1	148 gCO_{2eq}/kWh	2023	X
XS2390400716	EFI	28/09/2021	28/05/2029	EUR	1.000.000.000	1.000.000.000	KPI #1	148 gCO_{2eq}/kWh	2023	X
XS2390400807	EFI	28/09/2021	28/09/2034	EUR	1.250.000.000	1.250.000.000	KPI #1	82 gCO_{2eq}/kWh	2030	
XS2432293673	EFI	17/01/2022	17/11/2025	EUR	1.250.000.000	1.250.000.000	KPI #1	148 gCO_{2eq}/kWh	2023	X
XS2432293756	EFI	17/01/2022	17/01/2031	EUR	750.000.000	750.000.000	KPI #1	140 gCO_{2eq}/kWh	2024	V
XS2432293913	EFI	17/01/2022	17/01/2035	EUR	750.000.000	750.000.000	KPI #1	82 gCO_{2eq}/kWh	2030	
XS2466363202	EFI	11/04/2022	11/04/2029	GBP	750.000.000	750.000.000	KPI #1	140 gCO_{2eq}/kWh	2024	V
USN30707AN87	EFI	15/06/2022	15/06/2025	USD	750.000.000	750.000.000	KPI #1	148 gCO_{2eq}/kWh	2023	X
US29278GAW87	EFI	15/06/2022	15/06/2027	USD	750.000.000	750.000.000	KPI #1	140 gCO_{2eq}/kWh	2024	V
US29278GAX60	EFI	15/06/2022	15/06/2032	USD	1.000.000.000	1.000.000.000	KPI #1	82 gCO_{2eq}/kWh	2030	
US29278GAY44	EFI	15/06/2022	15/06/2052	USD	1.000.000.000	1.000.000.000	KPI #1	0 gCO_{2eq}/kWh	2040	
XS2531420656	EFI	09/09/2022	09/03/2029	EUR	1.000.000.000	1.000.000.000	KPI #1	140 gCO_{2eq}/kWh	2024	V
US29278GAZ19	EFI	14/10/2022	14/10/2025	USD	750.000.000	750.000.000	KPI #1	148 gCO_{2eq}/kWh	2023	X
US29278GBA58	EFI	14/10/2022	14/10/2032	USD	1.250.000.000	1.250.000.000	KPI #1	82 gCO_{2eq}/kWh	2030	
US29278GBB32	EFI	14/10/2022	14/10/2052	USD	1.000.000.000	1.000.000.000	KPI #1	0 gCO_{2eq}/kWh	2040	
XS2589260723	EFI	20/02/2023	20/02/2031	EUR	750.000.000	750.000.000	KPI #1	130 gCO_{2eq}/kWh	2025	
							KPI #5	>80%	2023-2025	
XS2589260996	EFI	20/02/2023	20/02/2043	EUR	750.000.000	750.000.000	KPI #2	0 gCO_{2eq}/kWh	2040	
							KPI #3	0 $MtCO_{2eq}$	2040	
XS2751666426	EFI	23/01/2024	23/07/2028	EUR	750.000.000	750.000.000	KPI #1	125 gCO_{2eq}/kWh	2026	
							KPI #5	>80%	2024-2026	
XS2751666699	EFI	23/01/2024	23/01/2035	EUR	1.000.000.000	1.000.000.000	KPI #1	72 gCO_{2eq}/kWh	2030	
							KPI #4	80%	2030	
US29278GBD97	EFI	26/06/2024	26/06/2029	USD	1.250.000.000	1.250.000.000	KPI #1	125 gCO_{2eq}/kWh	2026	
US29278GBE70	EFI	26/06/2024	26/06/2034	USD	750.000.000	750.000.000	KPI #1	72 gCO_{2eq}/kWh	2030	
Totale						**28.833.315.988**[3]				

(1) Enel Finance International NV (EFI).
(2) Enel Finance America LLC (EFA).
(3) Calcolato con i seguenti tassi di cambio: EUR/USD FX ed EUR/GBP FX al 31 dicembre 2024.

143. Calcolati con i seguenti tassi di cambio: EUR/USD FX ed EUR/GBP FX al 31 dicembre 2024.

Concept design e realizzazione
Mercurio GP

Revisione testi
postScriptum di **Paola Urbani**

Pubblicazione fuori commercio

A cura di
Comunicazione Enel

Enel
Società per azioni
Sede legale 00198 Roma
Viale Regina Margherita, 137
Capitale sociale Euro 10.166.679.946 i.v.
Registro Imprese di Roma, Codice Fiscale 00811720580
R.E.A. 756032 Partita IVA 15844561009

© Enel SpA
00198 Roma, Viale Regina Margherita, 137



enel.com